目　　录

第一篇　冀中坳陷

CONTENTS

第一篇　冀中坳陷

第一章　自然地理及勘探概况

一、自然地理概况

冀中坳陷西起太行山，东抵杨柳青—献县—武强一线，北到大兴县，南达德石铁路。南北长300公里，东西宽80～130公里，面积28400平方公里，包括河北省的廊坊、保定、沧州、石家庄和衡水五个地区的42个县（市），以及北京市的大兴县及天津市的武清县等（图1-1）。

本区位于富饶的华北平原北部，海拔10～100米，地势西北高，东南低，向渤海湾倾斜，坡度为1/200～1/2000。西部和北部分别为太行山、燕山山前冲积和洪积平原。西部的大兴—定兴—望都—石家庄一带海拔高100米左右，东部的武清—文安一带为河流中下游冲积平原，海拔仅10米左右。由于黄河及其它河流在历史上曾多次决口改道，频繁泛滥，加之风力、新构造运动以及人为影响等因素，平原内部微地貌差异较大，地势大平小不平，出现白洋淀及文安洼等大小不等的洼地。

本区河流多发源于太行山东麓及燕山南麓，流向东南，先后汇入海河，形成一个巨大的扇形水系。主要河流自北而南有：北运河、永定河、大清河、滹沱河及滏阳河等。北运河流经本区北端，至武清以南纳入龙凤河，南流至天津入海河，河流水量较少。永定河经北京市东部至天津市屈家店入北运河，永定河历代溃决迁徙为害甚烈，解放后建成官厅水库，水患基本得到控制，迳流量年内分配比较均匀。大清河上游支流繁多，主要靠降水补给，白洋淀、白草洼、兰沟洼、东淀及文安洼均为本流域洪水调节处。滹沱河、滏阳河汇合后叫子牙河，原流经天津入海河，根治海河后，开挖了子牙新河直接入海，迳流量占海河流域的四分之一。水量集中于汛期，春季水量小，甚至干涸，不利于灌溉。

海河流域迳流资源丰富，年迳流量达242亿立方米，占河北省地表总迳流量资源的三分之二。但在根治海河以前，汛期流量集中，一时渲泄不及，常泛滥成灾；但非汛期水量贫乏，又不能满足灌溉。根治海河后，则做到了"治理一条线，改造一大片"，使过去的多灾地区河渠纵横，排灌畅通，为加速农业发展创造了条件。

本区气候属于温带大陆性季风气候，冬日稍冷而少雪，春季干燥而多风，夏季偏热多雨，秋季天高气爽，寒暖适中，干湿宜人。年平均温度为10～12°C。若以日最低温度－15°C为严寒期，则严寒期多在平均气温为0 °C左右的一月份，严寒日数为8天左右，年极端低温为－25°C。夏季七月份平均气温26.1°C，日最高温度高于35°C的酷暑有10～18天，年极端高温可达40°C，保定市曾出现过43.3°C的全区最高温天气。全年初霜期为十月一日至廿日，终霜期为三月廿日至四月十日，无霜期150～190天。

全区年平均降雨量为600毫米。北京南部大兴—三河县一带，由于地处燕山南侧夏季风的迎风坡，东南暖湿气流到达时被迫上升，形成地形雨，降水比较充沛，年降水量可达700毫米以上。束鹿地区年降水量较少，为500毫米左右。降水量主要集中在夏季，夏季降水量约占全年降水量的66～83%，冬季降水量仅占2.6%左右，秋季降水量稍多于春季。由于春季降水量少，加之气温迅速回升，大风多，地表水分蒸发快，土壤干燥，春

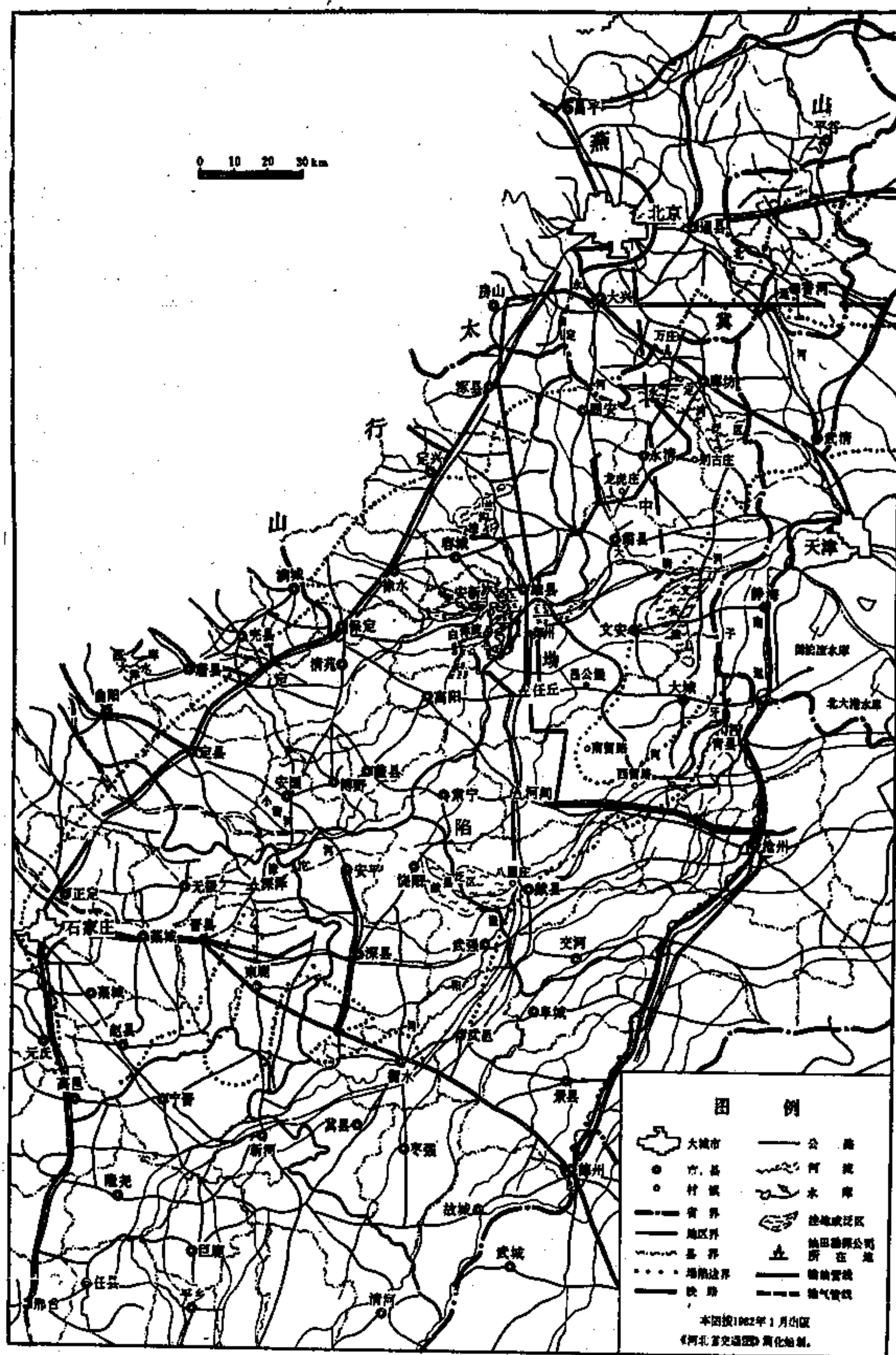


图 1-1　冀中坳陷地理位置图

旱比较普遍。降水量年际变化较大，可相差1～2倍，最大可达4～5倍。季降水量的年际变化更大，如1963年夏季区内降水量在900毫米以上，而1972年夏季降水量仅120～150毫米，相差6倍；1964年春季沧州、衡水地区降水量达200毫米，而1972年同期仅10毫米，相差20倍。由于降水量变化大，所以本区旱涝灾害较为频繁。

区内风向，在每年的十一月到次年二月间多为北或西北风，其余月份以西南、东南风为主。年平均风速3～4米/秒，年极端最大风速可达30米/秒。春季风速大，降水量少，常有黄沙弥漫、尘土蔽日的风沙天气出现，年风沙日数为10～20天。

本区光热资源较为充沛，全年日照时数为2700～2800小时。一般春季最多，夏季次之，冬季最少。可种植喜温作物，气温最高之时，正是多雨之际，对农作物生长较为有利。唯春天风沙较大，春旱多，而七、八月份又易形成洪涝。

本区及周边地区属多天然地震区，自有历史记载以来到1979年底，共发生过五级以上地震112次，其中1679年平谷地震、1830年磁县地震、1966年邢台、晋县、隆尧地震和1976年唐山和滦县地震，均在7级以上，都造成了严重的自然灾害。为了预防天然地震对人民生命财产造成的危害，解放后特别是在邢台地震发生后，党和人民政府制定了以预防为主的方针，有关部门进行了大量的工作。20多年来已积累了大量资料，对天然地震的发生机理、分布规律及发生时间等方面进行了研究。随着科学技术的发展及各种防震措施的实施，天然地震对人类的危害必将会逐步减少和避免。

区内交通发达，联结首都北京和全国各地的铁路、公路干线多数经过这里，形成了四通八达的交通网。京广、京沪、京秦、德石铁路干线环绕四周。联结干线的前磨头—安平、新城—易县、保定—良岗、望都—川里、定县—灵山、石家庄—平山及石家庄—铜冶等七条地方铁路，更使矿区或重镇沟通。

公路交通以石家庄、保定、衡水、廊坊、任丘等城市为中心向四面延伸。县城之间、乡镇之间、各油田之间均有公路相连，往来非常便利。而且基本实现了路面沥青化，桥涵永久化，路边林荫化。主要干线如京开、津保线，已改造成为宽路面，达到了标准化。公路已成为区内工农业生产、人民生活中基本的联系纽带。

水上交通不发达，在解放初期以南运河、子牙河、滏阳河、大清河航运为主，通航里程达3000公里。近年来，由于公路交通的迅速发展和农业大量用水造成河流水量锐减，仅能维持季节性通航，通航里程约500公里。

区内人口稠密，除了城镇和北京、天津市所辖各县外，广大农村每平方公里平均人口为327人（文安县）～738人（正定县），是河北省人口最稠密的地区。居民以汉族为主，其次为回族（主要聚居在大厂回族自治县），此外尚有极少数的满、蒙、维、苗等民族散居各地。

本区地理条件优越，工农业发达。

农业，由于地势平坦，气候适宜，解放后大力兴修水利，特别是根治海河后，旱涝基本得到控制。因而本区被誉之为河北省的“棉海粮仓”。

工业，由于紧邻京津两大城市，交通便利，且靠近有丰富煤炭资源的山西省，工业创办早、发展快，近年来更是突飞猛进，目前已初步形成门类齐全的工业体系。

综上所述，冀中坳陷所处之华北平原北部，在地理上是一个地势平坦、气候宜人、交通便利、经济发达、紧邻首都、人口稠密的“棉海粮仓”，这就为发展石油工业提供了得天独厚的条件。

表 1-1 冀中地区1957～1984

年度	地震队	测线 (km)	钻机 (台)	完井 (口)	进尺 (1×10^4m)	预探井					
						潜山		第三系		小计	
						井数 (口)	进尺 (1×10^4m)	井数 (口)	进尺 (1×10^4m)	井数 (口)	进尺 (1×10^4m)
1957	0	0.00	1	1	0.1056	1	0.1056	0	0.0000	1	0.1056
1962	0	0.00	2	2	0.3280	0	0.0000	2	0.3280	2	0.3280
1963	0	0.00	2	4	0.6488	0	0.0000	4	0.6488	4	0.6488
1964	5	595.80	8	7	1.4646	0	0.0000	7	1.4646	7	1.4646
小计	5	595.80	13	14	2.5470	1	0.1056	13	2.4414	14	2.5470
1965	5	1170.80	7	9	2.2872	4	1.0444	5	1.2428	9	2.2872
1966	14	4126.10	4	10	1.8133	1	0.2068	7	1.4694	8	1.6762
1967	13	1731.00	2	3	0.8894	0	0.0000	3	0.8894	3	0.8894
1968	17	1482.55	2	2	0.5983	0	0.0000	2	0.5983	2	0.5983
1969	17	4075.57	6	6	1.8545	0	0.0000	6	1.8545	6	1.8545
1970	4	465.65	4	4	1.1198	1	0.3241	3	0.7957	4	1.1198
1971	5	800.50	1	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000
1972	14	1935.94	2	3	0.4280	1	0.2536	2	0.1744	3	0.4280
1973	15	1484.78	7	9	0.8994	4	0.5308	5	0.3686	9	0.8994
1974	25	5211.00	10	9	1.9822	2	0.5748	7	1.4074	9	1.9822
1975	32	5206.32	21	16	4.2038	7	2.1135	9	2.0903	16	4.2038
小计	161	27690.21	66	71	16.0764	20	5.0480	49	10.8908	69	15.9388
1976	23	4951.71	73	54	16.1682	29	8.3834	13	3.7572	42	12.1406
1977	48	10760.70	82	179	44.1855	87	20.6620	23	6.0782	110	26.7402
1978	41	14410.70	91	361	94.4008	54	16.3659	110	29.9811	164	46.3470
1979	35	11148.80	87	298	87.7100	45	13.6857	109	34.2483	154	47.9430
小计	147	41271.91	333	892	242.4345	215	59.0970	255	74.0648	470	133.1618
1980	23	4865.41	87	292	91.1841	28	9.7495	78	25.3128	106	35.0623
1981	21	3630.76	74	264	83.0363	23	7.7469	57	19.4130	80	27.1599
1982	22	4244.21	69	299	95.6008	20	7.2365	70	24.8940	90	32.1305
1983	19	3897.70	71	289	92.1614	18	6.1414	55	17.9704	73	24.1118
1984	23	5726.14	72	323	101.3440	40	13.1982	58	18.1701	98	31.3683
小计	108	22364.22	373	1472	463.3266	129	44.0725	318	105.7603	447	149.8328
总计	421	91922.10	785	2449	724.4140	365	108.3231	635	193.1573	1000	301.4804

年勘探成效分析表

详探井						探井合计		工业油井	待试井	探井成功率
潜山		第三系		小计						
井数（口）	进尺（1×10⁴m）	井数（口）	进尺（1×10⁴m）	井数（口）	进尺（1×10⁴m）	井数（口）	进尺（1×10⁴m）	（口）	（口）	（%）
0		0		0		1	0.1056	0	0	0.00
0		0		0		2	0.3280	0	0	0.00
0		0		0		4	0.6488	0	0	0.00
0		0		0		7	1.4646	0	0	0.00
0	0.0000	0	0.0000	0	0.0000	14	2.5470	0	0	
0		0		0		9	2.2872	2	0	22.22
0		2	0.1376	2	0.1376	10	1.8138	1	0	10.00
0		0		0		3	0.8894	0	0	0.00
0		0		0		2	0.5983	0	0	0.00
0		0		0		6	1.8545	0	0	0.00
0		0		0		4	1.1198	0	0	0.00
0		0		0		0	0.0000	0	0	0.00
0		0		0		3	0.4280	0	0	0.00
0		0		0		9	0.8994	0	0	0.00
0		0		0		9	1.9822	3	0	33.33
0		0		0		16	4.2038	3	0	18.75
0	0.0000	2	0.1376	2	0.1376	71	16.0764	9	0	
2	0.7742	0	0.0000	2	0.7742	44	12.9143	18	1	41.86
49	11.9270	6	1.2402	55	13.1672	165	39.9074	56	6	35.22
30	8.7264	26	5.6979	56	14.4243	220	60.7713	68	11	32.54
24	7.4660	30	8.7385	54	16.1955	208	64.1385	78	9	39.20
105	28.8936	62	15.6766	167	44.5702	637	177.7320	220	27	
18	6.0230	61	18.5528	79	24.5758	185	59.6331	78	7	43.82
4	1.3734	35	11.3886	39	12.7620	119	39.9219	45	5	39.47
5	1.6875	30	10.2269	35	11.9144	125	44.0449	51	6	42.86
7	2.5150	14	4.7399	21	7.2549	94	31.3667	29	11	34.94
5	1.7590	27	7.9408	32	9.6998	130	41.0681	26	42	29.55
39	13.3579	167	52.8490	206	66.2069	653	216.0397	229	71	
144	42.2515	231	68.6632	375	110.9147	1375	412.3951	458	98	35.87

二、油气勘探概况

本区正规的油气勘探是从1955年开始的。到1964年已完成了全区1:100万的重力普查和1:20～1:10万的重磁力详查。石油工业部于1963～1964年间，投入两个队年，完成了中区大部1:20万重力测量。地质部航磁大队于1957～1963年完成了全区1:20万磁力测量。

电法勘探与重磁力同时进行，初期主要是进行骨干大剖面测量。1965年开始进行全区1:10万连片测量，由石油工业部陆续施工，到1978年底完成。先后投入了24个队年，测线长7068公里，完成勘探面积27000平方公里。

地震勘探早期采用光点记录仪（五一型）施工，试验性地进行少量折射法大剖面勘探。从1964年开始主要由石油工业部施工，进行面积勘探。1973年起使用模拟磁带地震仪进行多次覆盖，1975年部分地震队装备数字磁带地震仪，到1984年底，累计使用421个地震队年，完成地震剖面长达91922公里（表1-1）；其中利用模拟磁带地震仪进行多次覆盖地震达278个队年，地震剖面长63899公里，平均每平方公里占有剖面2.25公里，地震测网平均达到1×1公里。廊固、霸县、饶阳和深县凹陷的地震勘探程度较高，每平方公里占有地震剖面3～6.2公里。

钻井，从1956年11月26日在河北省固安县牛驼镇打第一口探井——固1井开始，到1984年底共计完钻各类井2449口，总进尺724.4万米，其中探井1375口，进尺412.4万米，取芯探井430口，取芯进尺20767.7米，实取岩芯长14093.9米，岩芯收获率67.9%，取芯进尺占探井进尺的0.5%。探井中获工业油气流井458口，待试井98口，探井成功率35.9%（表1-1）。获工业油流井中，日产量大于1000吨的井54口，500～1000吨的井24口，两项合计78口，占总工业油井数的18.7%。

通过30年的勘探工作，不仅对本区的地质结构、含油气层系、油气富集规律有了比较接近客观的认识，而且发现了一批高产油气田，特别令人鼓舞的是发现了一批碳酸盐岩潜山高产油气田，开拓了一个新的找油领域，把人们找油的视野推向了一个新天地。具体成果和认识有以下五个方面。

1.冀中坳陷是渤海湾含油气盆地的一个一级负向单元

本坳陷西界太行山隆起，东抵沧县隆起，北起大兴一宝坻凸起，南与邢衡隆起接壤。由于中生代末期太平洋板块向西俯冲，上地幔拱升，从早第三纪始新世开始在区内形成了11个裂谷型单断凹陷，沉积物厚3000～8000米。晚第三纪断陷活动趋于稳定，变成为统一的坳陷沉积区，沉积物厚1700～2200米。11个凹陷面积共计20590平方公里，分别组成东西两个凹陷带；另有七个凸起，组成中央隆起带，面积7780平方公里；全区发现了33个潜山构造带和盖层构造带，面积8138平方公里（表4-2），共计发现潜山135个，圈闭面积1425平方公里，潜山坡12个，潜山腹15个，第三系盖层构造135个，圈闭面积2104平方公里。

2.下第三系以湖相沉积为主

下第三系为区内主要油源岩系。成熟生油岩累计最大厚度为1800米，叠合面积8703平方公里，占凹陷面积的42%，坳陷面积的30.6%。测算总生油量206.2亿吨，石油资源量29.5亿吨。天然气资源量898亿立方米，其中石炭-二叠系资源量496.5亿立方米。

3.有多套含油气层系

区内几乎所有层系中均获得工业油气流，自下而上为中元古界长城系、蓟县系，下古生界寒武系、奥陶系，上古生界二叠系，下第三系孔店组、沙河街组、东营组及上第三系馆

图 1-2　冀中坳陷勘探成果图

陶组和明化镇组。储量最多的是中元古界蓟县系雾迷山组，占总储量的70%（表1-2）。具有工业性油流的储集岩有石英岩、白云岩、石灰岩、砂岩、砾岩及玄武岩。中元古界及下古生界主要为碳酸盐岩，第三系及上古生界主要为砂岩。玄武岩、砾岩及石英岩储集层只在局部地区分布。

4.发现油气田32个，其中潜山及第三系油气田各有16个（表1-3，图1-2）；气藏8个（表1-4）。

表 1-2　冀中坳陷各层系原油储量分布状况表

层位			产层数（个）	富集程度（$1\times10^4t/km^2$）	占总储量百分数（%）
潜山油田	元古界	高于庄组	1	379.7	0.49
		雾迷山组	8	695.3	70
	下古生界	寒武系	4	97.5	0.83
		奥陶系	14	92.1	9.34
	上古生界	二叠系	2	20.3	0.07
	小　计		29	391.4	80.83
第三系油田	下第三系	孔店组及沙河街组	30	70.3	9.34
		沙一上段及东营组	9	72.1	9.4
	上第三系	馆陶组明化镇组	3	72.0	0.43
	小　计		42	71.2	19.17
总　计			71	223.2	100

另外发现分散的见工业性油气流的断块或山头35个。

5.建成了年产原油1000万吨的大油田

1975年7月发现任丘油田后，以一年左右的时间建成了年产油能力为1000万吨的大油田，这在我国石油勘探历史上是空前的。到1984年底，已投入开发的油田有24个，共有开发井965口，其中生产井806口，观察井40口，注水井119口。生产井中，自喷井423口，抽

表 1-3　冀中坳陷油（气）田数据表

凹陷	构造带	序号	油田名称	区块名称	层位	含油面积（km^2）
大厂	凤河营	1	凤河营油田①		沙二、三	1.83
廊固凹陷	河西务构造带	2	河西务油田	安90—69断块（廊东）	沙二、三	19.20
				安56断块（南旺）	沙四段	2.68
				安58断块	沙四段	4.00
				安25断块（普照营）	沙四段	2.27
				安22断块（韩村北）	沙三段	1.00
			油田小计			29.15

续表

凹陷	构造带	序号	油田名称	区块名称		层位	含油面积(km^2)
廊固凹陷	河西务构造带	3	别古庄油气田		安11断块	沙四段	0.515
					京11断块	沙四段	3.04
					京9断块	沙四段	1.10
					京27断块	沙四段	1.63
					京22断块	沙四段	1.44
			油田小计				7.725
		4	永清油气田		京39断块	沙四段	(0.50)②
					京30潜山	奥陶系	1.30
					永22潜山(刘其营)	奥陶系	6.20(2.50)
					永9潜山(刘其营西)	奥陶系	2.60(1.50)
			油田小计				10.10
	构造带小计						46.975
	柳泉构造带	5	中岔口油田			沙三段	2.50
		6	柳泉油气田	琥珀营	泉63断块	沙三段	5.28
					泉44断块	沙二段	3.19
				王居	泉320断块	沙三段	5.40
					泉28断块	沙三段	2.75
					泉51断块	沙三段	4.00
					泉77断块	沙三段	2.40
				泉2井区	泉46断块	沙三段	2.26
					泉58断块	沙三段	2.25
					泉2断块	沙三段	2.20
			油田小计				29.73
	构造带小计						32.23
凹陷小计							79.205(4.50)
高阳低凸起	雁翎构造带	7	雁翎油田			雾迷山组	9.48
		8	刘李庄油田			沙四段、孔店组	2.44
	构造带小计						11.92
凹陷小计							11.92

续表

凹陷	构造带	序号	油田名称	区块名称	层位	含油面积*(km²)
霸县凹陷	霸县构造带	9	南孟油田		馒头组	0.762
					府君山组	0.572
					奥陶系	1.45
					沙河街组	0.42
			油田小计			2.762
		10	龙虎庄油田		奥陶系	3.61
					府君山组	0.25
			油田小计			3.86
		11	顾辛庄油气田①		奥陶系	3.00(2.60)
	构造带小计					9.622
	苏桥构造带	12	苏桥油气田①	苏1潜山	奥陶系	8.40(6.93)
				苏4潜山	奥陶系	22.54(19.80)
				苏6潜山	奥陶系	8.27(4.49)
				苏20断块	二叠	(1.60)
				苏12断块	东营组	2.54
				苏34断块	沙河街	1.89
			油田小计			43.64
		13	文安油气田①	文23断块	二叠	(1.50)
				文11断块	东三、沙一上	4.44
			油田小计			4.44
	构造带小计					48.08
	卧佛堂构造带	14	南马庄油田	西2潜山	奥陶系	1.75
				马2断块	沙三段	2.21
				文31断块	沙二段	0.83
				任105断块(任东)	沙二段	0.80
			油田小计			5.59
	构造带小计					5.59
	岔河集构造带	15	岔河集油田		东营～沙一段	28.94
		16	高家堡油田①		沙河街组	2.00
	构造带小计					30.94
凹陷小计						94.232(36.92)

续表

凹陷	构造带	序号	油田名称	区块名称	层位	含油面积(km²)
饶阳凹陷	任丘构造带	17	任丘油田	任北(油藏)	迷雾山组	56.859
					奥陶系	20.90
					府君山组	6.40
				任108断块	沙河街组	
			油田小计			79.484
		18	鄚州油田	鄚3潜山(鄚东)	雾迷山组	2.96
				庄1断块(于庄)	沙河街组	5.56
			油田小计			8.52
	构造带小计					88.004
	八里庄构造带	19	八里庄油田		雾迷山组	1.66
		20	八里庄西油田		雾迷山组	2.93
		21	薛庄油田		雾迷山组	1.00
					东营组	1.335
	构造带小计					6.46
	河间西	22	肃宁油田[1]		东营组	36.60
	河间构造带	23	河间油田		高于庄组	1.15
					东营组	3.42
			油田小计			4.23
		24	留北油田		雾迷山组	5.88
				留14断块	东营组	5.60
				留23断块	馆陶组	0.53
				路3断块	明化镇组	3.31
			油田小计			15.22
	构造带小计					19.45
	留西构造带	25	留西油田	留17断块	沙三段	3.29
				留18断块	沙一段	3.83
				留84断块	沙一段	2.00
				留88断块	沙三段	1.89
				留417断块	馆陶组	1.50
			油田小计			12.51

续表

凹　陷	构造带	序号	油田名称	区　块　名　称	层　位	含油面积（km²）
	留西构造带	26	大王庄油田	留58井潜山(大王庄东)	雾迷山组	9.20
				留70—39断块	沙三段	4.78
				留62断块	东营组	4.30
				留70断块	东营、沙一上	7.545
				留54断块	东营组	0.70
				留77断块	沙一下	7.60
			油田小计			28.865
	构造带小计					41.375
凹陷小计						191.889
深县凹陷	深县构造带	27	深西油田	泽43潜山	奥陶系	2.80
				泽85潜山(清辉头)	奥陶系	
			油田小计			2.80
		28	何庄油田		奥陶系	1.75
		29	何庄西油田		奥陶系	5.98
	构造带小计					10.53
	深县南构造带	30	深南油田①		东营组	4.75
	束鹿构造带					
		31	南小陈油田①		沙一段	3.30
		32	荆丘油田		沙三段	3.71
	构造带小计					7.01
凹陷小计						22.29
冀中合计						401.366

①为未投入开发的油气田，共计8个。②括弧"（　）"内为天然气数据。

表 1-4　冀中坳陷天然气田数据表

凹　陷	构造带	油气田名称	区块名称	层　位	含气面积（km²）	备　注
廊固凹陷	河西务构造带	永清油气田	永22井潜山	奥陶系	2.50	
			永9井潜山	奥陶系	1.50	
			奥陶系小计		4.00	
			京39井断块	沙四	0.50	
	构造带小计				4.50	

续表

凹陷	构造带	油气田名称	区块名称	层位	含气面积 (km^2)	备注
霸县凹陷	霸县	顾辛庄油气田		奥陶系	2.60	
	苏桥构造带	苏桥油气田	苏1井潜山	奥陶系	6.93	
			苏4井潜山	奥陶系	19.80	
			苏6井潜山	奥陶系	4.49	
			苏20井断块	二叠系上石盒子组	1.60	
		小计			31.22	
		文安油气田	文23井断块	二叠系上石盒子组	1.50	
	构造带小计				32.72	
凹陷小计					35.32	
总计					39.82	

油井383口。1984年底生产井开691口，见水井477口，累计采油11570万吨。

9年来，在经济上取得很大效益，油田先后上交国家总金额为国家向油田投资总金额的六倍。

第二章 勘探历程

冀中坳陷的石油天然气勘探，到1984年底，业已经历了30个年头。30年来所走过的道路是不平坦的，勘探初期由于对渤海湾盆地地质结构及成油条件认识的局限性，经历了一段摸索过程，但自1975年7月任丘潜山高产油田发现后，打开了一个油气富集的新领域，勘探形势发生了根本的转变，到1977年底又相继发现了一批潜山油田，从而奠定了华北油田的基础。近几年来，在已往工作的基础上，又不断有新的发现，并在石油地质基础研究、勘探指导思想以及勘探方法、程序方面都有新的进展。为了更好的提高认识，开阔视野，有力地指导今后的油气勘探，认真总结冀中坳陷的勘探历史，就显得十分必要了。

有关本区发现油气苗的报道●，可以上溯到公元306年。据《文献通考》记载："西晋光熙元年六月，范阳国地燃，可以爨"。范阳即现今河北省定兴县，"地燃"可以煮饭，分析应是天然气苗。公元526年，南北朝魏政所著《魏书》灵征志中又记载："孝昌二年夏，幽州遒县地燃"。尔后又有明朝孙之騄在《二申野录》卷五中记载："丙午年七月，保定府街市砖壁内忽出火，三日夜方息"。清末，1907年北京北郊的顺义县古城村水井数次发生气喷和燃烧现象。

上述种种报道，证明本区很早就已多次发现天然气苗。这些天然气，或为第四系的微生物气，或为沿断层面上逸的深层天然气，或两种来源兼而有之，但均说明了区内地下有烃类生成。

从本世纪30年代开始，我国的一些地质学家就对本区含油气前景进行了多次预测，并提出过许多有益的意见。如1947年我国著名石油地质学家孙健初先生在"发展中国油矿计划纲要"一文中，把华北平原列为含油气"或有希望的地区"。1948年翁文波博士利用定碳比等方法，评价华北地区为"可能产油区"。

解放初期，我国许多地质学家对本区的含油性也从不同侧面进行了研究，不少人指出，华北平原是一个四面环山的大型沉积盆地，其基底下古生界为海相沉积，上古生界下部为海陆交互相沉积，可能具有生油条件。建议应用地球物理方法，勘探古生界构造。于是燃料工业部和地质部于1955年先后在本区开展了石油地质勘探，从而揭开了本区石油勘探的序幕，到1984年底已经历了30个年头。30年的勘探历史大体可分为四个阶段。

一、开展区域普查，京参1井首见工业油流（1955年—1964年）

1955年1月，燃料工业部石油管理总局在第六次全国石油勘探会议上，就决定在华北平原开展地球物理勘探。同年2月，地质部召开第一次石油普查工作会议，确定在华北平原上东至渤海、黄河，南至北纬35度，西至太行山麓，北至冀东山地这一广大地区内，进行全面石油普查。根据会议决议。地质部组成了华北平原石油普查大队，该队当年开展了1：100万重力1：20万磁力和电测深及实验性地震勘探。

1956年，燃料工业部石油管理总局成立了华北钻探大队及直属111综合研究队，开展

● 此段内容摘王嘉荫的《中国地质史料》，科学出版社1963年出版。

华冀地区的勘探及地质研究工作，同年10月26日在河北省南宫县明化镇开钻华北平原第一北基准井——华1井。11月26日地质部在河北省固安县牛驼镇开钻了固1井。到1964年11月于口中坳陷已完成1:10万重力、1：20万磁力勘探。电法勘探主要完成了北西向10多条区域大剖面和局部地区的面积测量；但由于参加施工单位多，测量地区互不衔接，质量状况参差不齐，致使电法资料在本阶段并没有发挥应有作用。

地震勘探，完成了5条区域大剖面及博野西部、鄚州、武清、安次等几个局部地区的普查，测线距5～10公里。

钻井，完成各类探井14口，进尺2.54万米（见表1-1）。

通过上述勘探工作，获得四个方面成果：

1.明确了冀中坳陷所处的区域构造位置

1961年，石油工业部华北石油勘探处把华北平原划分为七个坳陷三个隆起，其中博野坳陷大体相当于目前的冀中坳陷。1962年石油工业部石油科学研究院把华北北部改为“渤海坳陷”，包括冀中、济黄、渤海及辽河地区，认为它们在地质历史上是一个整体，其范围大体相当于目前的“渤海湾盆地”。冀中坳陷为位于“渤海坳陷”西北部的一个次一级负向构造单元。

2.明确了本区是发育在古生界之上的一个中、新生代坳陷

本区包括顺义、京津、保定和河间等四个凹陷，共计面积33200平方公里，其中有牛驼镇、容城和隆尧三个凸起，面积为3550平方公里（图2-1）。

3.发现了14个局部构造

京津凹陷有河西务、永乐店、凤河营、杨村、大良、刘庆庄、廊坊、仪沽港、葛渔城和太子务等10个构造；河间凹陷有蠡县、安国两个构造；保定凹陷有大辛庄、高阳两个构造。其中7个构造可以计算面积，计97平方公里。证实本区有圈闭条件(图2-1)。

4.在区内见到直接油气显示和首次获得工业油流

1964年11月京津凹陷凤河营构造京参1井于沙三段间歇自喷，日产原油1.83吨，这是本区第一口工业油井，同时该井在奥陶系发现油气显示。另在凤河营构造凤2、3井及河间凹陷冀参1井于沙河街组也见到大量油气显示。证实本区有成油条件，而且分布广泛。

在本阶段为了解地层和区域构造情况，布了九口参数井（北部5口——河参1、2、3、4、京参1，中区4口——冀参1、2、3、4)，组成两条区域大剖面。这些参数井的资料对以后的勘探方向选择起了重要作用。

二、坚持勘探，潜山获得高产油流，开拓找油新领域（1965年—1975年7月）

本期大规模地开展了地震和电法勘探。电法勘探投人8个队年，完成1：10万的勘探面积7820平方公里，工区包括京津、霸县、饶阳及石家庄等地区。地震勘探投入129个队年（不包括1975年度工作量)，共完成剖面长22483.9公里，每平方公里面积内有0.8公里地震测线，基本达到详查测网。

钻探，从1964年11月京参1井完钻后，到1975年底共计完钻探井71口，进尺16万米；取芯井51口，取芯进尺7616.56米，芯长3447.39米，岩芯收获率45.3%；试油井39口，77层。坳陷内累计完钻探井85口，进尺18.62万米。

通过上述勘探工作，获得以下重要成果：

1.坳陷内各二级构造单元（凹陷、凸起）的范围基本查清，虽其名称与现今有所出

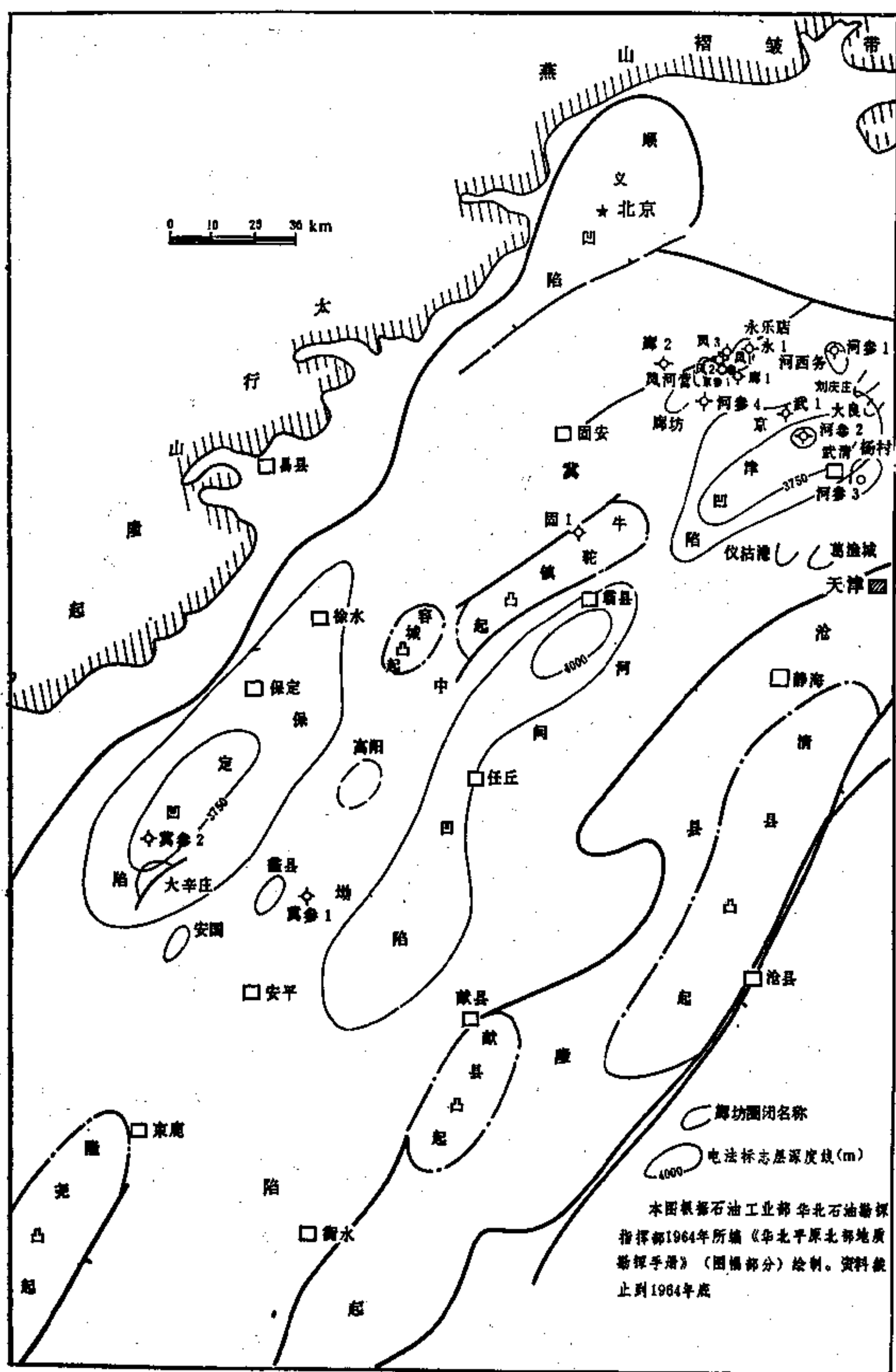


图 2-1　1964年底冀中坳陷构造单元划分图

入，但其界限与现今基本一致。

2.明确了冀中东部有6个凹陷（廊固、武清、霸县、饶阳、深县、束鹿）生油条件较好，主要生油层为下第三系沙河街组三段，生油岩厚度500～900米。

3.于1975年编制出全坳陷T_2、T_4、T_g三层构造图及局部地区T_3、T_5、T_6构造图。发现了牛东断裂等一级断裂9条，任丘西断裂等二级断裂19条，断裂构造带21个，面积4636平方公里；局部构造83个。

4.获得了7口工业油气流井。其中京津地区4口（河1、桐2、京1、京参1），霸县凹陷1口（家1）及饶阳凹陷2口（任4、冀门1）。产油气层位有明化镇组、沙二段、沙三段及中上元古界雾迷山组。任4井在雾迷山组获得千吨油流，打开找油新领域，使本区勘探进入新的阶段。

本阶段由于前后情况变化比较大，又可分为四个时期：

1.1964年12月～1968年6月，重点预探京津地区

1964年1月25日，党中央批准石油工业部组建641厂开展华北石油会战，会战重点是黄骅坳陷。同时对冀中坳陷北部的京津地区（廊固凹陷），也投入钻机2～8台进行钻探。在原来完成河参1、2、3、4井的基础上又钻探了河参5井；1966年初，凤河营构造上的河1井在上第三系明化镇组获得工业气流，为此，在该构造先后完成探井9口（河2、4、10、11、12、13、14、15、20），专探奥陶系及河1井浅气层，但均未达到预期效果。1965年底，发现河西务构造带位于廊坊和武清凹陷之间，被认为是含油气的有利地区，随即沿其长轴钻预探井3口（务1、2、5井），于务5井（后改称为京1井）在沙二段得到自喷油气流。1966年下半年开始，在本区施工的钻机陆续减少。在此期间共计完钻探井22口，有21口集中在京津地区，而其中近半数井又集中在凤河营构造上，除河1井在浅层见工业气流外，仅河4、20井于沙三段获得低产油流（图2-2）。成果不大的原因是对地下复杂情况认识不足。如河1井气层本为一透镜状砂体，钻详探井时按构造圈闭来部署，致使许多井位落于含气范围之外。再如钻探奥陶系油藏，在当时对圈闭认识尚不清楚的情况下，仅根据见到的油显示，就连续钻探井3口，也是带有盲目性的。

后期所钻预探井，如安1，州1、侯1、霸1井等，虽井数不多，但分布范围较大，特别是在霸县凹陷所钻之霸1井，在沙河街组见到厚层暗色泥岩及大量油气显示，对于以后扩大勘探范围起到了重要作用（图2-2）。

2.1968年7月～1970年2月，钻探霸县、任丘地区，获得新认识

1968年下半年，在分析以往勘探和研究成果的基础上，认识到冀中地区的油气勘探应该加强。京津地区（包括廊坊、固安、武清、大厂凹陷）虽然交通方便，但是地质结构复杂，一时难以得手。因此把勘探重点移到当时称之为"霸河凹陷"一带，其依据，一是构造带比较落实，共划分出4个构造带（霸县、鄚州、南马庄、任丘），面积450平方公里，任丘构造带为一完整的凹陷中央背斜带，预测基底为下古生界；二是根据以往的钻井资料分析，沙中段（即沙一段）有较好的生油层；三是下第三系物源主要来自西侧太行山，分析储集层在霸河凹陷发育适中。

鉴于本区已有探井的油气显示及产油气层位均为第三系，因此勘探目的层主要为第三系，重点是沙河街组。由大港油田组成的冀中勘探指挥部，先后上钻机5台，完钻探井10口。主要钻探霸县（霸2、4井）、留河集（留1、雄1井）、鄚州（鄚1井）和任丘（任1、

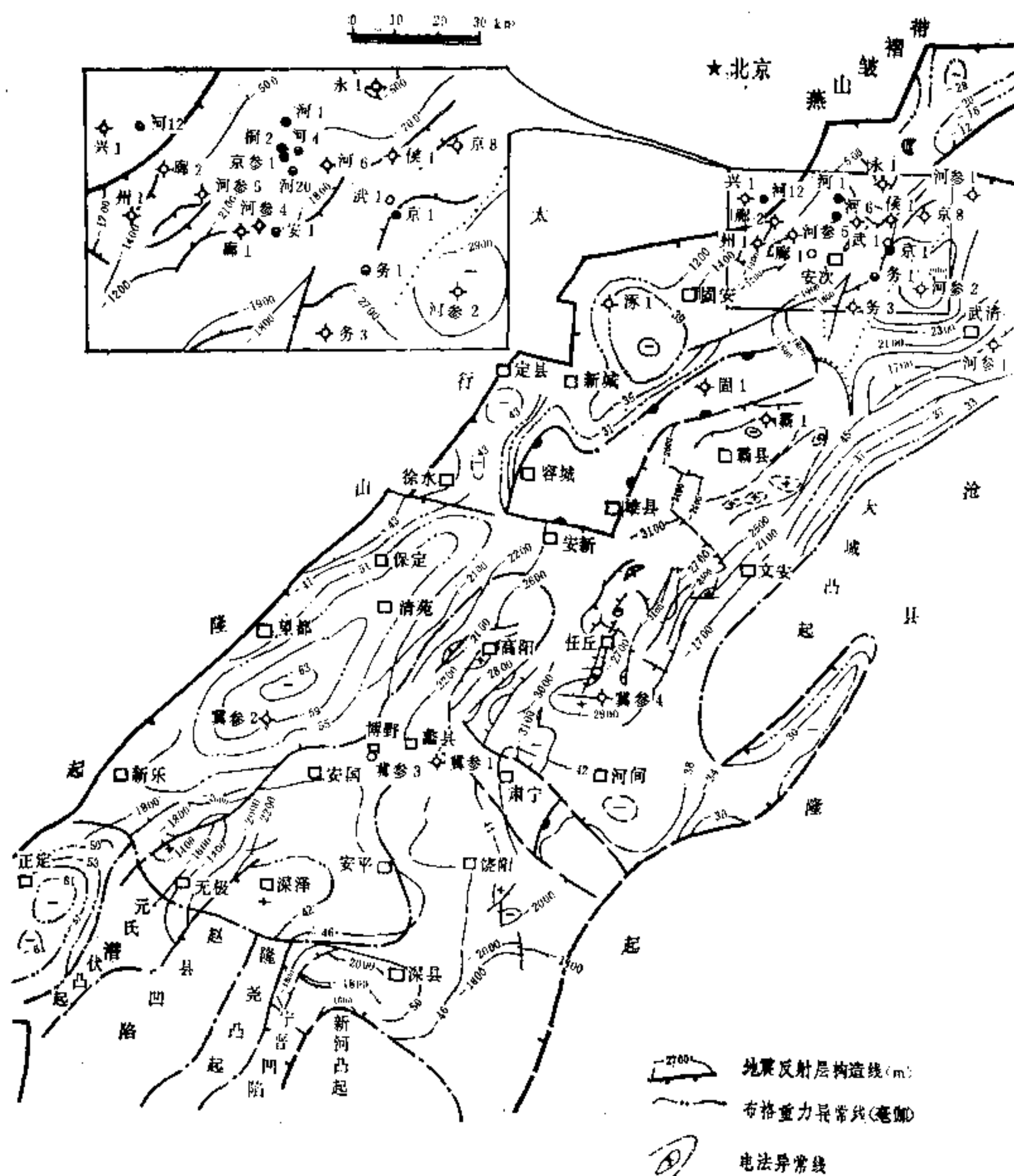


图 2-2 1968年6月冀中坳陷勘探成果图

2井）四个构造带，并甩开钻探南马庄（马1井）、肃宁（宁1井）、葛渔城（葛1井）等地区。这批探井的部署基本上是成功的。在凹陷中央构造带上所钻的7口井中，有5口井见油层，1口井见大量油气显示，证明凹陷内油气层分布广泛，前景乐观。但未有重要突破，究其原因，一是地震构造图误差较大，有些井位没有落到实际的构造高部位，如雄1、霸4等井；二是沙二、三段储集层不发育（冀参4井中砂岩仅占钻开厚度1.5%），且为钙质胶结，物性较差。因此，鄚2、鄚1、任1等井经试油后均为低产（图2-3）。

3.1970年3月～1973年8月，深井钻探中断，地震勘探继续

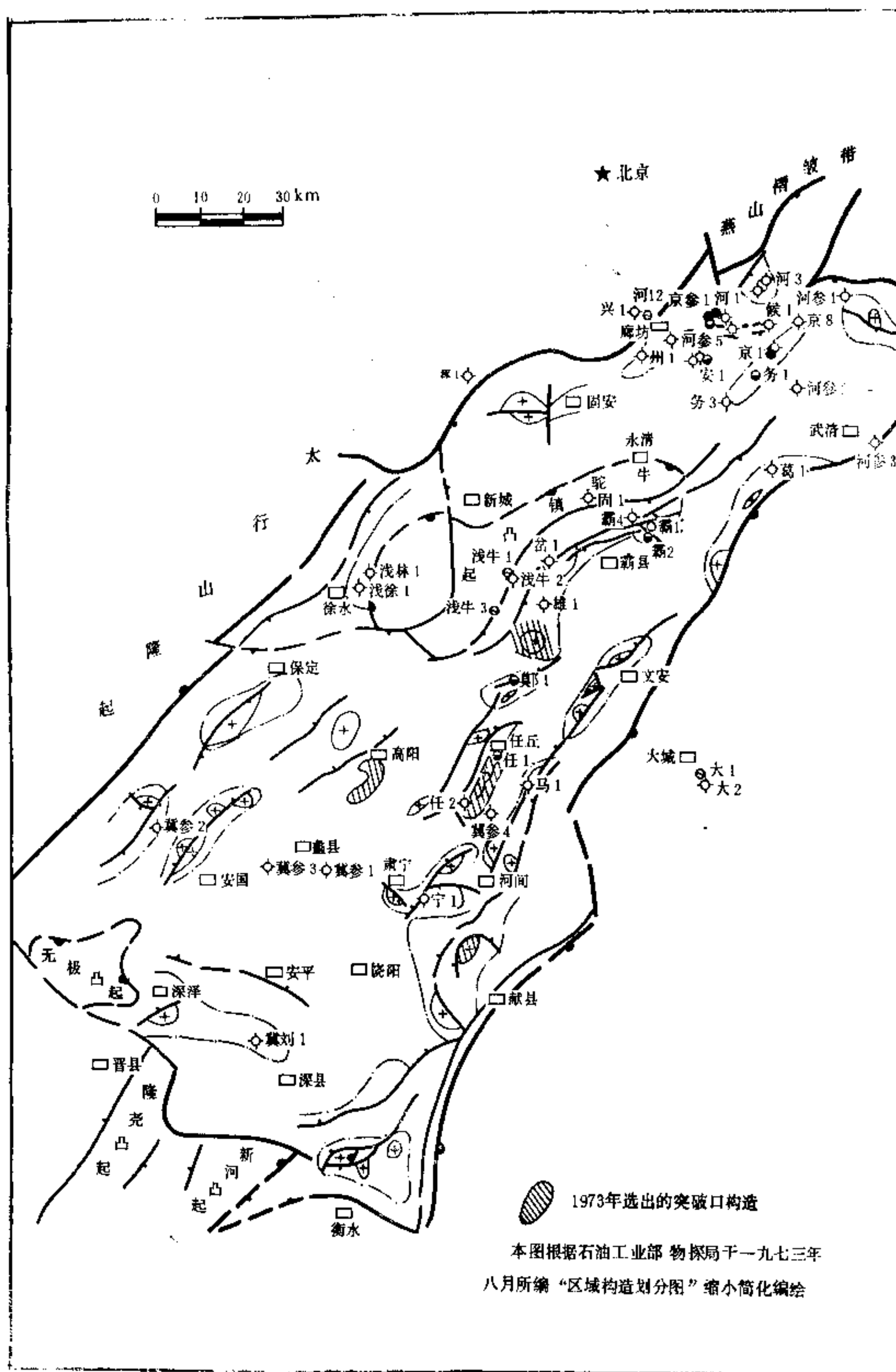


图 2-3 1973年8月冀中坳陷勘探成果图

1970年,因钻机调出参加辽河坳陷的石油勘探，故本区深井钻探中断。仅石油工业部物探局在徐水凹陷、牛驼镇凸起和凤河营构造结合地震钻了10口浅井（浅徐1、2、3井，浅牛1、2、3井，桐1、2、3井，浅林1井），在地震剖面解释方面发挥了一定作用，河北省地质局在南部刘村构造上钻了冀刘1井，对南部地层和地质结构有所了解。

在这个时期中，地震勘探持续进行，三年内共投入23个队年。1973年6月，由石油工业部规划研究院组织，有物探局(646厂)、大港油田(641厂)和河北省地质局等有关单位参加，在徐水召开了选择冀中坳陷勘探“突破口”会议。会议选出了四个钻探“突破口”：高家堡、任丘、高阳和留路构造（图2-3）。

4.1973年9月～1975年7月，选准“突破口”,打开新局面

根据“突破口”会议的要求，陆续增加钻机，首先钻探高家堡构造，家1井在1974年6月下沙三段试油，日产油63.3吨，这是冀中坳陷当时第一口可以连续自喷的油井。接着对所选“突破口”逐一进行钻探。河北省地质局在任丘构造上所钻冀门1井于1974年9月进入潜山，钻井取芯见0.92米的硅质灰岩裂缝内含油，钻井中泥浆槽面见油花，占槽面面积40%，该井在下第三系中也见到较多油层。大港油田冀中勘探前线指挥部,在任丘构造带上于1974年底～1975年初先后开钻任3、4井，主要目的层仍为下第三系。

石油工业部为了加强对冀中勘探工作的领导，于1975年3月组织石油物探局和石油部规划研究院二百多名技术干部于3～4月份对冀中地质和地震资料进行了系统的整理和分析研究。并于三月下旬召开了冀中石油天然气地质勘探会议，拟订了冀中下半年勘探部署和“五五”期间的勘探设想，提出任丘—辛中驿构造带有多种油藏类型，是油气藏“复式带”,其中奥陶系（现定为蓟县系）是裂缝性油藏。于1975年部署探井14口进行解剖、力争控制50平方公里含油面积，1亿吨石油地质储量。

任4井于1975年6月钻达潜山，7月份对潜山试油，经过酸化后，日产油1014吨。潜山硅质灰岩获高产，不仅发现了任丘高产油田，而且打开了找油新领域，使冀中石油勘探进入新的阶段（图2-4）。

综合上述，本阶段勘探工作有如下几个特点。一是特别加强了地震勘探，从1965年的个队年到1975年增加到了32个队年，年平均15个队年，有计划地完成全区连片详查或半详查，作到了“地震先行”,构造准备充分，预探井位选择的余地大。二是整体着眼，甩开钻探，如1968～1970年2月所钻的10口预探井分布在四个构造带、一个斜坡带及一个凹槽中心，分布面积达4000平方公里，因而能够在较短时间内取得在大面积内进行含油气评价的地质资料。三是特别重视了石油地质基本条件的综合研究。如由石油工业部组织大港油田、物探局及部规划研究院，先后对本区所取得的大量地质、地震等资料进行了系统的整理分析和研究，因而能够选准“突破口”,获得如家1井、任4井的高产油流，使勘探工作取得重大进展。

三、大规模勘探潜山油气藏，取得重要成果（1975年7月～1979年）

1975年7月任4井自中元古界潜山碳酸盐岩获得高产油流后，为了迅速扩大成果，加强勘探队伍，于1976年1月经国务院批准石油工业部组织冀中地区石油会战，除了大港油田的队伍外还抽调山东、吉林、长庆及云南的队伍参加会战，钻机迅速增加到73台，为开展大规模勘探创造了条件。在开发、建设任丘油田的同时，1976年开始钻探相邻的霸县、孙虎、雁翎潜山带及侦察廊固、高阳、深泽及文安地区,先后又发现了龙虎庄、南孟、雁

图 2-4　1975年7月任4井出油时冀中坳陷勘探成果图

翎、八里庄、薛庄、河间、留北等七个潜山油田，从而奠定了华北含油气区的基础。

1978年开始进入钻探深而小的潜山和潜山内幕及第三系油藏的阶段。1978年9月发现了任北奥陶系山坡油藏，又发现了埋深大于4000米的鄚东、八里庄西、深县西等潜山油藏及小型的何庄及永清等潜山内幕油藏。在钻探第三系中，也见到明显效果，发现了别古庄、岔河集、中岔口、柳泉及刘李庄等五个油田。两年新增地质储量1亿吨，证实了“潜山与第三系并举”的勘探方针是正确的。

1979年5月在河西务潜山带南段发现了刘其营奥陶系潜山油气藏。这个油气藏所处圈闭是一种新类型，它是在一个单斜背景上由反向正断层构成的一个由石炭-二叠系和奥陶系组成的“断块山”，其上倾方向由石炭-二叠系和孔店组的不渗透层封堵而形成圈闭。其油源来自斜坡低部，油气运移的通道是下第三系底部和奥陶系顶部的不整合面。这个油气藏的发现，对于以后评价斜坡区潜山的含油气性，有所启迪。

四、加强地震工作，勘探成效不断提高（1980年～1984年）

由于大而浅的潜山及第三系圈闭多数已陆续投入钻探，因此，本期钻探对象在有利生油的东部凹陷带中，主要向埋深大、面积小以及隐蔽圈闭发展，工作难度越来越大。如1979～1980年间，有关单位根据当时的地震资料，曾建议对一批潜山进行钻探。先后钻探了皇甫村、肃宁、高家堡、大王庄、容东等潜山，但均因高点位置不准而无成果。由于地震勘探技术的迅速发展，可供利用的地震信息不断增加，及原有不少地震剖面品质甚差，因此本阶段进一步加强了地震工作。1980～1984年共投入108个地震队年，完成剖面长22364公里。首先是对勘探程度低的地区进行补充完善，如文安、武清、固安西、蠡县斜坡、深县及束鹿等地区；再则是加密了已发现油田区地震测线网，如岔河集、河西务、留西—大王庄等地区。另外，还重新处理了一批原有的地震剖面。经过这一系列工作，大大提高了勘探精度，新发现了一批埋藏深而隐蔽的潜山，如葛渔城、苏桥、深县北等，以及廊固、束鹿凹陷的一系列下第三系的地层岩、性圈闭，取得了比较好的勘探效果。

1.于文安斜坡发现了以潜山为主体的苏桥含油气区

1975年，在辽河坳陷西斜坡获得高产油气流的启发下，即对文安斜坡进行了钻探，先后打井20多口，成果不大。因此从1978年起每年由大港油田派出2～3个地震队，配合地球物理勘探局加强地震勘探。1980年为了落实苏桥重力高，由地球物理勘探局重力队重新进行了野外测量。1979年在分析新的地震剖面的基础上，曾提出钻探信安镇潜山井位的建议。与此同时，根据地层分布、区域地质构造情况，综合重力、电法异常，提出在区内寻找“新生古储中堵”（新生界生油，下古生界石灰岩储油，斜坡上方由中生界泥岩封堵）油气藏的构思。按此设想于1982年苏1井首钻告捷，经过近三年来的勘探，已由一个苏1潜山，发展成为苏桥潜山带。在800平方公里范围内有23个潜山圈闭，圈闭面积120平方公里。到1984年底，有四个潜山五个下第三系区块发现了工业油气流。

苏桥潜山带的突破开拓了斜坡区潜山找油新领域，其一是，证实了第三系的斜坡区也有面积大、幅度高的潜山，并可以成群成带；其二是，潜山不仅有油而且有气，油气资源丰富。苏桥潜山带于1984年还发现了石炭-二叠系高产天然气及凝析油，由此而在冀中地区发现了一个新的产油气层系。其三是，提示了石炭-二叠系含煤地层也可能是一个油气源层（图5-53）。因而石炭-二叠系不仅仅是一个产油气层系，而且有可能是一个独立成油的生储盖组合，成为一个新的勘探对象。在苏桥潜山勘探过程中还证实了该区是一个以潜

山为主体的多层系复式含油气区，在下第三系也发现了一批工业油流井。

2.凹陷中央深潜山钻出高产油气流

本区先后发现了大王庄东及清辉头潜山高产油气藏，其埋深均在4000米左右。研究表明还有一批深潜山，如梁村、吕汉、皇甫村以及荆丘等含油有利潜山，有待钻探。

3.在第三系发现了一批砂体、不整合面、生物灰岩等油气藏。其中含油最丰富的是在束鹿凹陷南部发现的“小而肥”的荆丘油田。荆丘油田的发现，突破了“凹陷小，生油差”的老观点，提高了对南部及各小凹陷的含油评价。

三十年来的冀中坳陷石油勘探经验使我们深深感到，要使勘探有重大进展，必须解放思想，开阔视野，不断开拓新的找油领域，才会有新的发现，储量才可能有较大幅度的增长。

第三章　地层及下第三系沉积环境

第一节　地　　层

钻探证明，冀中坳陷下部的基岩是太古界及下元古界变质岩，在其上覆盖有华北地台型的全套沉积盖层（表3-1）。中上元古界和下古生界主要为一套碳酸盐岩，厚4000～6000米；上古生界石炭-二叠系则主要是薄层石灰岩、煤系地层及砂泥岩，厚0～1300米；而中生界主要为含火山岩的陆相碎屑岩，厚1000～3000米；第三系则为砂泥岩交互层，厚1000～8000米。

本区沉积环境，中上元古界及下古生界为稳定开阔的浅海相，至上古生界发展为滨海沼泽相及陆相，至中生界转变为分隔性较强的火山岩相及河流、湖泊相，从新生代开始，乃成为以单断凹陷为特征的河、湖交互相。沉积环境的变迁，决定了本区地层下部（下古生界、中上元古界）岩性单一，厚度稳定；中上部（上古生界及中新生界）岩性复杂，厚度变化剧烈（表3-1）。

大部分层系目前已见到了不同程度的油气显示或工业油气流。其中主要含油气层位是蓟县系、奥陶系及下第三系，其次是下寒武系及上第三系。

一、下古生界—中上元古界

冀中地区钻遇下古生界—中上元古界的探井有509口，其中单井揭露厚度大于400米的井数不过60余口。由于组成各潜山的地层层序及厚度随潜山而异，很难用几口井把所有的地层层序连接起来。因此，只能用很多口井钻遇的地层，根据其岩性组合及标志层段特征，对比邻区地面露头，参照自然伽马曲线，连接成一个反映本区下古生界—中上元古界的综合柱状图（图3-1）。

1.地层划分对比依据

在对冀中地区的下古生界—中上元古界进行区域性地层划分对比中，主要应用了以下几方面的资料。

（1）古生物资料

目前主要运用牙形石资料来划分寒武系的凤山组与奥陶系各组界线（图3-1）。另外，也应用较大的化石碎片及隐藻结构、构造组合特征等来确定大的层段。例如奥陶系中以腹足类、头足类碎片为主；寒武系中以三叶虫碎片为主；雾迷山组则以大量的迭层石、层纹石、凝块石、核形石为特征。

（2）岩性资料

各时代地层都具有自己典型的岩性组合特征（表3-2），这些特征为确定层位最直观的依据。

（3）自然伽马测井曲线形态组合特征

自然伽马测井曲线数值高低，主要反映地层中泥质含量的大小。在碳酸盐岩中酸不溶残余物近似代表泥质含量，如含硅质则其K_2O、Al_2O_3含量代表泥质含量的相对高低（图

表 3-1 冀中地区地层划分简表

界	系	统	组	主要岩性	厚度(m)	主要沉积相	主要油田及出油点
新生界	上第三系			砂泥岩互层	1000～2400	河流相	留北、留西、泽33、河1井
	下第三系	渐新统	东营组[1]	红色泥岩夹砂岩	1000～1500	河流、沼泽相	岔河集、薛庄、河间、大王庄、深南等
			沙河街组	灰色泥岩夹砂岩	2000～4000	湖泊相	柳泉、廊东、高家堡、荆丘等
		始新统	孔店组	砂砾岩及膏泥岩	100～1000	坡积、浅湖、盐湖相	刘李庄、永11井、留8井
中生界	白垩系			灰色泥岩及火山喷发岩	215～2400	湖相、火山岩相	
	侏罗系			火山岩、煤系地层、砂砾岩	0～800	湖、河相、火山岩相	
	三叠系			杂色泥岩	?	浅湖相	
上古生界	二叠系			砂泥岩互层	0～1000	河流相	苏20、文23气藏
	石炭系	中上统		煤系	0～300	海陆交互相	
下古生界	奥陶系	中统		石灰岩	400～720	浅海相	任北、苏桥、南孟、龙虎庄、刘其营等
		下统		泥灰岩、白云岩	140～340	浅海相	任北
	寒武系	上统		泥灰岩	120～200	浅海相	
		中统		鲕灰岩	180～350	浅海相	南孟
		下统		泥岩及白云岩	12～200	浅海相	任北、南孟、龙虎庄
中上元古界	青白口系			泥岩、石英砂岩、泥灰岩	0～360	浅海相	
	蓟县系		铁岭组	泥岩及灰质白云岩	0～388		
			洪水庄组				
			雾迷山组	灰色藻云岩	2000～2600	浅海相	任丘、雁翎、留北等
			杨庄组	浅红色泥云岩	30～100	浅海相	
	长城系		高于庄组	浅灰、深灰色白云岩	870	浅海相	河间潜山
			大红峪组	绿紫色泥云岩	305	滨、浅海	
			团山子组				
			串岭沟组	碳质泥岩			
			常州沟组	石英岩	80	滨海相	河间潜山
下元古界及太古界				片麻岩			

①东营组包括沙一上段。

地层系统（系）	统	组	段	厚度 m	标志层段	岩性综述	生物化石	油气层分布	储盖组合
石炭系		本溪组				灰色铝土质页岩			
奥陶系	中统	峰峰组	O_2f		Ok_4	上部：褐灰色石灰岩夹白云岩。下部：灰黄色、灰色白云质泥灰岩、泥云岩		●何庄	储层、隔层(盖)
		上马家沟组	O_2sm		Ok_3	褐灰色、灰黄色石灰岩、底部为褐灰色角砾状灰岩		●●任北	储集层
		下马家沟组	O_2xm		Ok_2	上部：石灰岩夹泥质灰岩及白云岩泥灰岩。下部：泥质白云岩、泥灰岩夹石灰岩		★任北	储集层、隔层
	下统	亮甲山组	O_1l		Ok_1	上部：以黑色、深灰色白云岩为主，夹石灰岩。下部为灰色石灰岩夹白云岩，含燧石条带		★任北 ●任北	储集层
		冶里组	O_1y			石灰岩、竹叶状灰岩			
寒武系	上统	凤山组、长山组、崮山组	ϵ_3f-ϵ_3c-ϵ_3g		ϵk_4	石灰岩、竹叶状灰岩、泥质条带灰岩、夹薄层鲕状灰岩，底部见页岩		▲任北	储层(差)、隔层
	中统	张夏组	ϵ_2z		ϵk_3	上部：鲕状灰岩、灰质白云岩夹白云质灰岩。下部：泥质条带灰岩夹鲕状灰岩	三叶虫	●荆丘	储层、隔层
		徐庄组	ϵ_2x		ϵk_2	鲕状灰岩、灰紫色云母质页岩及棕红色泥页岩	三叶虫	▲南马庄	储层(差)、盖层
	下统	毛庄组、馒头组	ϵ_1mz-ϵ_1m			棕红色泥岩夹灰质白云岩	三叶虫	●南马庄	储层(差)、盖层
		府君山组	ϵ_1f		ϵk_1	灰色白云岩夹灰色泥岩	三叶虫	★任北	储层
青白口系		景儿峪组	Qnj			灰绿色、紫红色泥灰岩、泥质灰岩			盖层(差)
		长龙山组	Qnc			石英砂岩，海绿石石英砂岩夹紫红色页岩			储层(差)
		下马岭组	Qnx			灰黑色页岩			盖层

地层系统	组	段	岩性综述	化石	油气层分布	储盖组合
蓟县系	铁岭组 Jxt		上部：以灰色白云岩为主夹黑色页岩。下部：为泥质白云岩、白云岩与紫红色泥、页岩呈不等厚互层，近底部夹石英砂岩	藻叠层石发育		储集层、隔层差
	洪水庄组 Jxh		上部：灰色紫红色泥、页岩；下部：灰绿色泥质云岩			盖层
	雾迷山组	四段	第十岩性亚段：灰白色、褐灰色微细晶白云岩夹杂色页岩和泥质白云岩		★★雁翎	储集层
			第九岩性亚段：褐灰色微晶白云岩夹深灰色白云岩	层纹石、大波纹迭层石、小波纹迭层石、柱状迭层石、锥(瘤)状迭层石、锥状迭层石、核形石、凝块石等藻类发育	★★★	
			第八岩性亚段：上部褐灰色白云岩；下部灰褐色白云岩夹深灰色页岩		▲	
		三段	第七岩性亚段：灰褐色、褐灰色白云岩、顶部夹泥质白云岩	条纹藏面球角砾色穴面状斗	●	储集层
			第六岩性亚段：浅灰、灰黑色白云岩夹浅灰色、灰黑色泥质白云岩	纹状植物碎片、大型球藻	★★★任丘	
			第五岩性亚段：上部浅棕、浅灰色白云岩夹泥质白云岩。下部棕红、紫红色泥质白云岩、云岩		★	隔层

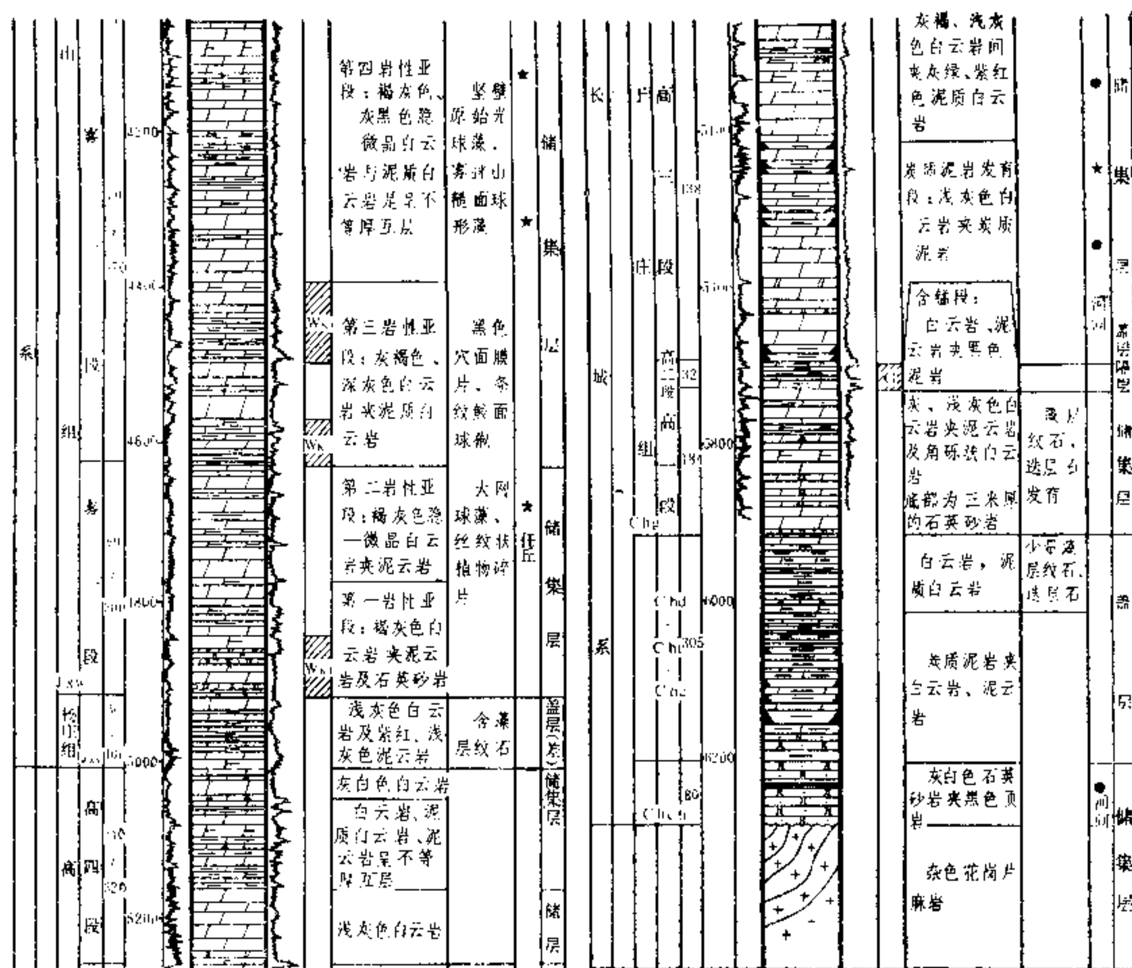


图 3-1 冀中地区下古生界—中上元古界综合柱状图

3-2)，由于泥质含量的高低变化，反映碳酸盐岩的沉积旋回发展。因此运用自然伽马测井曲线的形态组合特征在冀中地区划分对比下古生界—中上元古界获得了较满意的效果。充分应用均匀分布在蓟县系雾迷山组及寒武系—奥陶系中的15个对比标志层段(图3-2、表3-3)，可使地层划分对比既迅速又准确。

2.划分对比

(1)长城系

分为五个组（图3-1，表3-4)。底部的砂、页岩与上部的碳酸盐岩组成一个海侵旋回，总厚达1255米。主体为上部的高于庄组碳酸盐岩，厚870米，可进一步分为四个段，是区内河间潜山油田的主要储集层。下部的四个组主要为砂、页岩，总厚不过400米，仅在常州沟组石英砂岩中见工业油流。

(2)蓟县系

分为四个组，上部铁岭组白云岩与其上覆青白口系下马岭组页岩构成一个储盖组合；

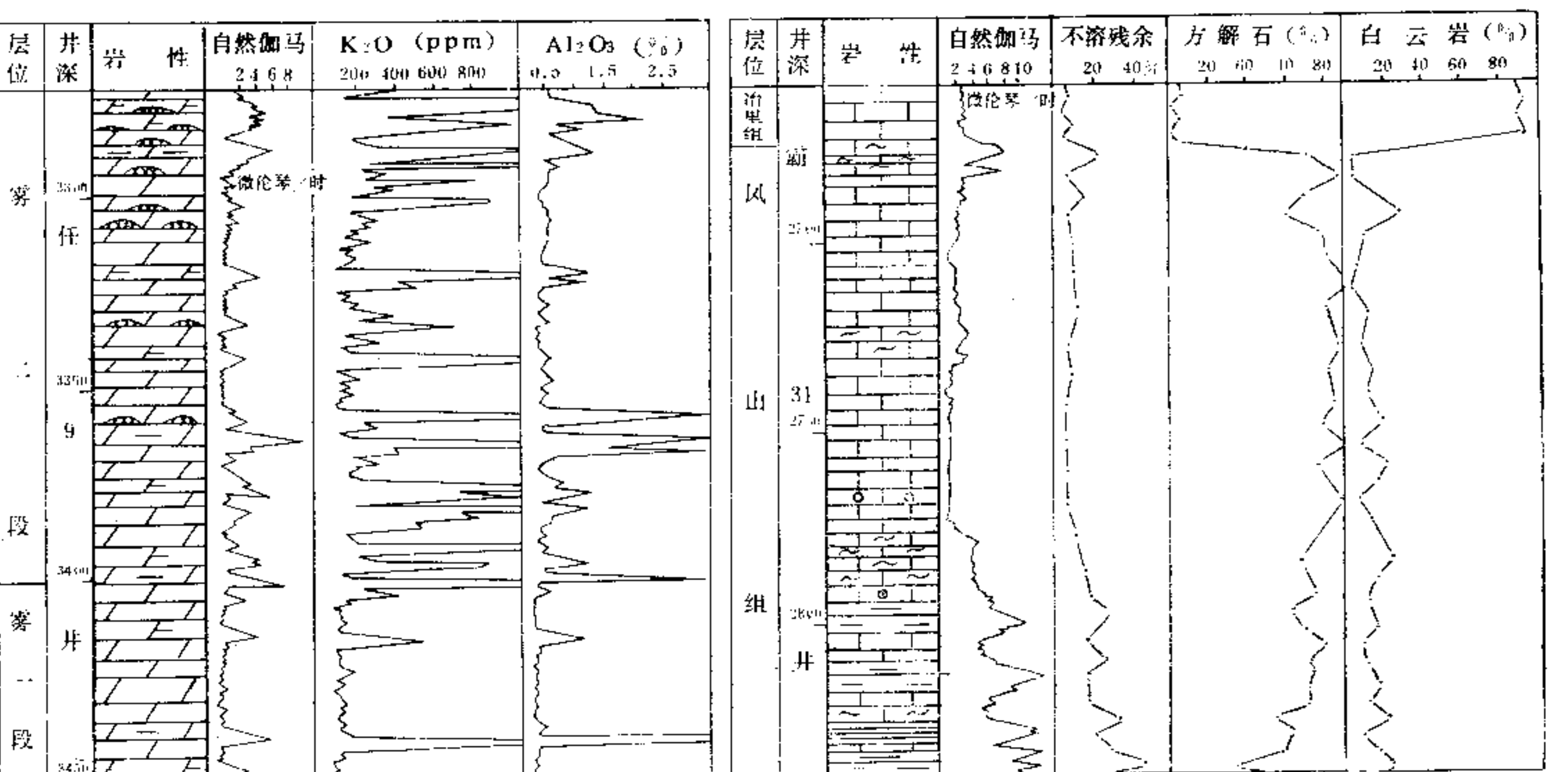


图 3-2 冀中地区自然伽马曲线与岩石化学分析对应关系图

表 3-2 冀中地区中上元古界、下古生界各组段岩性组合特征表

层	位	主要岩性组合特征
奥陶系	O_1[1]	石灰岩、白云质灰岩、角砾状灰岩、泥灰岩、泥云岩
	O_2	石灰岩、白云岩
寒武系	$\in_3$	竹叶状灰岩、泥质条带灰岩
	$\in_2z$	鲕粒灰岩、白云质灰岩，下部泥质条带灰岩或夹薄层页岩
	$\in_2x$	页岩为主夹少量石灰岩、鲕状灰岩，顶部为石灰岩或鲕状灰岩
	$\in_1mz$	石灰岩、白云岩夹少量红色泥岩
	$\in_1m$	红色砂浆泥岩夹少量薄层石灰岩
	$\in_1f$	白云岩夹白云质泥岩
青白口系	Qnj	鸭蛋青、玫瑰紫色泥灰岩
	Qnc	海绿石石英砂岩、石英砂岩、杂色泥、页岩
	Qnx	页岩夹少量泥质白云岩或砂岩
蓟县系	Jxt	上部为迭层石白云岩；下部为白云岩夹薄层页岩；底部见砂岩
	Jxh	上部为泥、页岩；下部为泥质白云岩夹薄层页岩
	Jxw	层纹石、迭层石、凝块石、核形石白云岩、硅质白云岩夹几套红层
	Jxy	红色泥质白云岩夹白云岩或不等厚互层
长城系	Chg	白云岩，硅质白云岩，碳质泥、页岩，含锰泥、页岩；下部少量层纹石、迭层石白云岩；底部见石英砂岩
	Cht | Chc	泥、页岩、泥质白云岩；底部见薄层石英粉砂岩

①所代表的组、统名称见图3-1。

表 3-3A 冀中地区蓟县系雾迷山组划分对比标志层特征表

标志层段代号	层位	岩性特征	自然伽马曲线形态组合特征
W_{K7}[1]	雾四段：第九岩性亚段底部。10米	褐灰色泥云岩、泥质白云岩	“掌状高峰” 第四旋回底界
W_{K6}	雾三段：第五岩性亚段顶部。10～15米	褐灰色泥质白云岩或泥云岩	“块状高峰”
W_{K5}	雾三段：第五岩性亚段中部。5～30米	浅灰色白云岩夹泥质白云岩或为紫红色、暗紫色、棕红色泥质白云岩夹灰白色白云岩（上红层）	“掌状高峰”
W_{K4}	雾三段：第五岩性亚段下部。25～60米	下红层发育段：棕红、暗紫红色泥质白云岩夹棕褐、灰白、浅灰—灰褐色白云岩、硅质白云岩	“块状高峰”，雾二、三段的分界标志

续表

标志层段代号	层位	岩性特征	自然伽马曲线形态组合特征
W_{K3}	雾二段：第三岩性亚段上部。15～100米	杂色岩性段：灰白、灰褐、浅灰色白云岩夹棕红、灰紫、灰绿色泥质白云岩、泥云岩	"掌状高峰"或"刀林状高峰"
W_{K2}	雾二段：第三岩性亚段下部。15～50米	灰色白云岩与灰褐色泥质白云岩、泥云岩不等厚互层	"掌状—指状高峰"或"刀林状高峰"雾一、二段分界标志
W_{K1}	雾一段：第一岩性亚段下部。8～15米	陆源物富集段：灰色、灰白、棕红色砂岩或砂质砂屑白云岩	"块状—掌状高峰"或"指状高峰"。Jxw与Jxy分界标志

①角码中的K意指标志层，其后的数字为标志层顺序号。

表 3-3B 冀中地区下古生界划分对比标志层特征表

标志层段代号	层位	岩性特征	自然伽马曲线形态组合特征
O_{K4}	O_2f ①下部 60～120米	灰褐色石灰岩夹灰黄色泥质白云岩 O_2f与O_2s分界标志	"刀林状高峰"或"掌状高峰"
O_{K3}	O_2s 下部 20～60米	角砾状泥灰岩发育段 O_2s与O_2x分界标志	"掌状高峰"
O_{K2}	O_2x 底部 6～10米	黄绿色白云质页岩、灰黄色泥灰岩、泥云岩，相当于"贾汪页岩"层。O_2x与O_1l分界标志	"掌状高峰"
O_{K1}	O_1l 底部 30～40米	泥质条带石灰岩、竹叶状灰岩或白云岩	"掌状—指状高峰"
$Є_{K4}$	$Є_3$ 下部 $Є_3g—c$ 80～115米	灰褐色竹叶状灰岩与紫红、灰绿色泥质条带石灰岩或钙质泥、页岩不等厚互层，可夹少量鲕状灰岩。$Є_3$与$Є_2z$分界标志	"掌状高峰"
$Є_{K3}$	$Є_2z$ 下部 45～60米	暗紫、灰绿色泥质条带石灰岩，灰色页岩夹竹叶状灰岩，鲕状灰岩，或不等厚互层 $Є_2z$与$Є_2x$分界标志	圆弧形"掌状高峰"
$Є_{K2}$	$Є_1mz$ 12～40米	褐灰色白云岩、灰质白云岩、泥灰岩夹紫红色泥岩。$Є_1$与$Є_2$分界标志	"高平犬牙状"
$Є_{K1}$	$Є_1f$ 40～70米	灰褐色白云岩、灰质白云岩夹深灰色白云质泥岩。$Є_1$与Qnj分界标志	"二低夹一高""三低夹二高"

①所代表的统、组名称见图3-1。

底部杨庄组为肉红色泥云岩。主体为雾迷山组白云岩，富含层纹石、锥状迭层石、核形石、凝块石及原始光球藻、雾迷山糙面球形藻，厚500～2600米，是本区潜山最重要的含油气层。

表 3-4　冀中地区中上元古界厚度对比表

系	统	组	段	刘其营—大河营	霸县地区		任丘地区		留路河间		宁晋地区	
青白口系		景儿峪组		>111	124		99		23			
		长龙山组		60	92		68		42			
		下马岭组		144	56						☆	
蓟县系		铁岭组		315	218		☆		☆			
		洪水庄组		71	22							
		雾迷山组	四段	未钻穿	969	2565	850	2310				
			三段		772		789		330	883	159	576
			二段		571		424		296		252	
			一段		253		247		257		165	
		杨庄组			50		114		61		35	
长城系		高于庄组			未钻穿		未钻穿		870		>354	
		大红峪组							385		>462	
		团山子组										
		串岭沟组										
		常州沟组										

☆表示地层缺失，以下同。

铁岭组、洪水庄组、雾迷山组及杨庄组之间皆为整合接触，杨庄组与高于庄组之间为假整合接触（图3-1）。

（3）青白口系

分三个组（图3-1，表3-4）底部下马岭组厚0～150米，仅分布于霸县以北地区，为深灰色泥、页岩夹紫红色泥岩或薄层石灰岩；中部长龙山组厚0～92米，主要以一套灰白色、灰绿色石英砂岩、海绿石石英砂岩夹紫红色泥页岩为特征；上部景儿峪组厚0～124米，主要以一套为人们惯称的“鸭蛋青”(灰绿—绿灰色)、“玫瑰紫”（棕红—紫红色）夹浅灰色的泥灰岩、泥质灰岩为特征。

底部下马岭组与下伏铁岭组为平行不整合接触；长龙山组分别超覆在下马岭组、铁岭组、雾迷山组之上，区域上也为平行不整合接触；长龙山与景儿峪组之间为连续沉积；景儿峪与上覆寒武系下部府君山组或馒头组呈轻微的角度不整合接触。

（4）寒武系

寒武系在冀中地区广泛发育，厚500～700米（图3-3），可划分出三个统八个组（表3-5）。富含泥岩及泥质灰岩，底部府君山组厚0～70米，在献县—高阳以南地区缺失。其岩性主要为白云岩，是区内潜山的较好产油层。

（5）奥陶系

奥陶系各组在冀中地区广泛分布，但因后期剥蚀，保留不全。目前在凤河营、别古

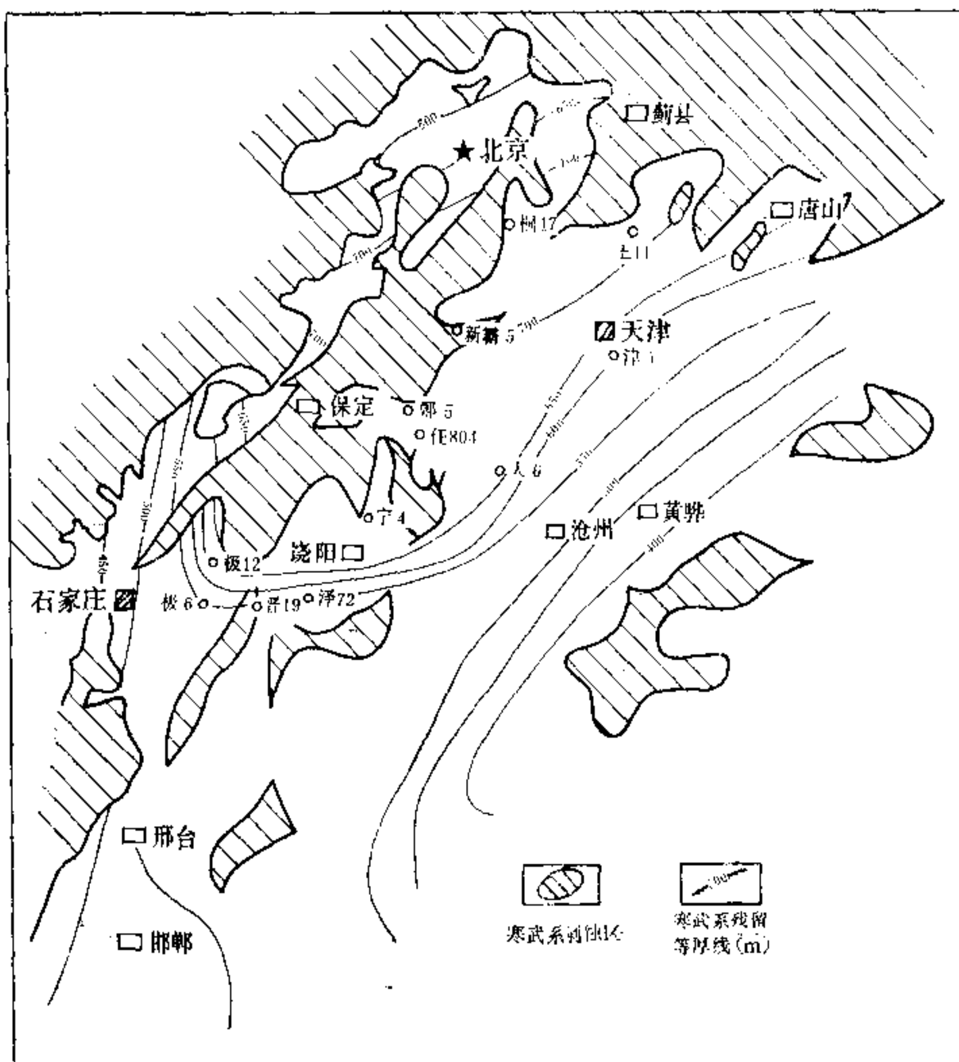


图 3-3 华北地区寒武系地层残余厚度图

表 3-5 冀中地区寒武系厚度对比表

钻厚(m)地区 层位			刘其营—凤河营	霸县地区	任丘地区	深泽地区	宁晋地区	南宫地区
系	统	组						
寒武系	上统	凤山组	180	160	180	180	170	>130
		长山组						
		崮山组						
	中统	张夏组	160	180	140	130	140	未钻穿
		徐庄组	100	110	100	100	100	
	下统	毛庄组	30	20	20	20	10	
		馒头组	50	60	60	60	20	
		府君山组	70	65	47	☆	☆	

庄、霸县、文安、南马庄、大城、深泽、宁晋东斜坡等地区钻遇，厚为600～900米（图3-4），是区内潜山重要的含油气层系之一。

奥陶系可划分为两个统、五个组共24个小层，其主要岩性变化及化石组合见图3-1，在区内的分层组厚度变化见表3-6。

表 3-6 冀中地区奥陶系厚度对比表

钻厚(m) 地区 / 层位 系	统	组	小层	刘其营—凤河营		霸县地区		任丘地区		深泽地区		宁晋地区	南宫地区
奥陶系	中统	峰峰组	1	—				—					
			2			20				18			
			3		109	41	158			37	167	☆	210
			4	70		55				80			
			5	39		42				32			
		上马家沟组	1	50		47		33		23			
			2	45		43		44		36			
			3	30		34		28		31			
			4	46	292	47	307	33	257	25	206	>250	265
			5	38		40		29		23			
			6	38		42		40		37			
			7	45		54		50		31			
		下马家沟组	1	45		39		50		32			
			2	51		31		56		48			
			3	52	224	47	193	51	232	31	162	180	180
			4	36		35		40		21			
			5	40		41		35		30			
	下统	亮甲山组	1	30		41		27					
			2	31		26		25					
			3	30	156	29	155	24	125		124	140	155
			4	31		29		19					
			5	34		30		30					
		冶里组	1	14	44	20	50	35	70		25	30	40
			2	30		30		35					

二、上古生界

华北地区自奥陶纪后期地壳上升，直至中石炭世才开始接受沉积，中、上石炭统为海陆交互相含煤沉积，二叠系为陆相含煤碎屑岩沉积，总厚860～1062米。

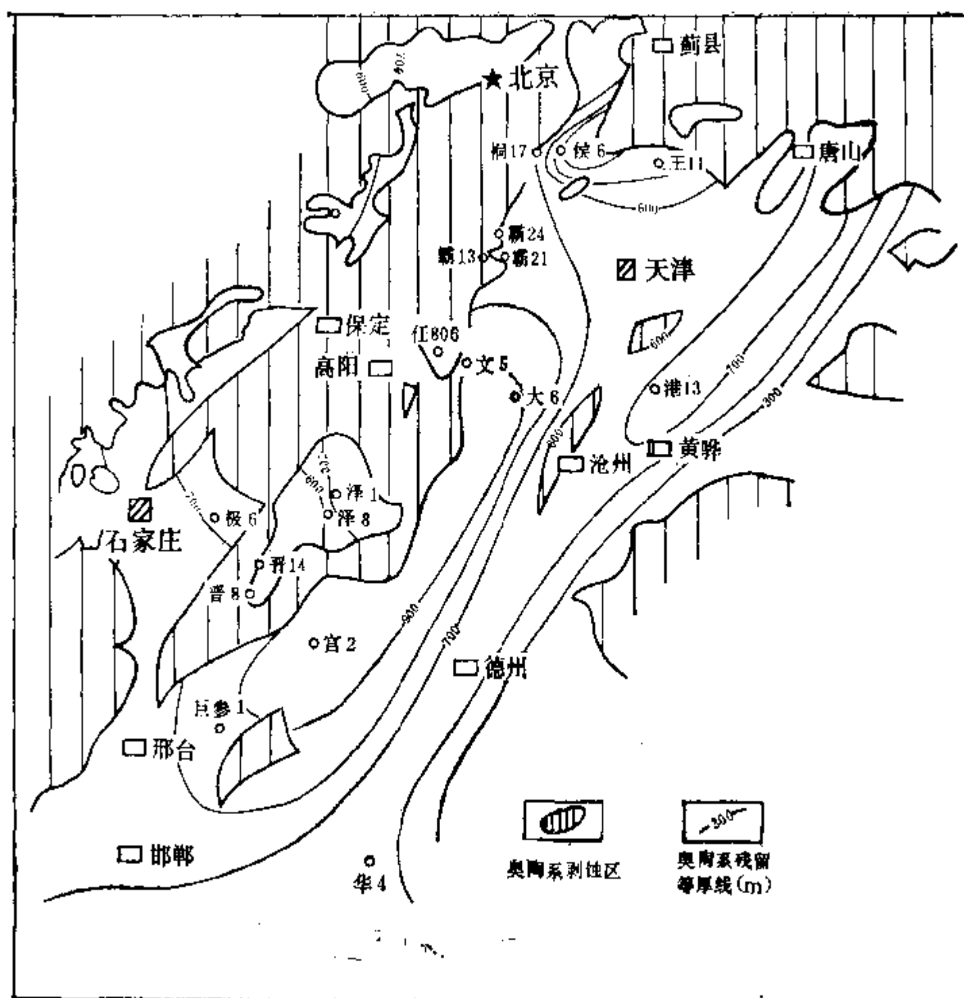


图 3-4 华北地区奥陶系残余厚度图

本区钻遇石炭-二叠系的井有120口，其中有37口见气测异常、荧光、油迹、油斑和泥浆槽面气泡等显示。苏桥潜山苏1井和文23井潜山分别于二叠系上石盒子组砂岩中获得工业天然气流和凝析油。

本区上古生界可划分出石炭系中统本溪组、上统太原组、二叠系下统山西组、下石盒子组、上统上石盒子组及石千峰组（图3-5）。

本区石炭-二叠系主要分布于坳陷东北部的凤河营、永清、武清、文安、里坦等地区以及南部的深县一带，总面积8640平方公里。在苏桥、文安及其毗邻的大城凸起，武清凹陷、杨村斜坡分布广泛，保存厚度较大，达700～1000米。凤河营、永清以及深县等地区，主要残留了上石盒子组以下地层，详见图3-6及表3-7。

1.中石炭统本溪组

岩性为深灰色泥岩、砂岩夹粉砂岩及1～5层石灰岩、0～3层薄煤层，下部为铝土质泥岩。

由于基底凹凸不平，因而本组地层层序和厚度变化较大，但总的变化趋势是北厚南薄。如冀中中部的苏20井、文23井厚52～67.5米（表3-7），冀中南部的晋13井和泽47井厚25.5～36米，冀南地区巨参1井和宫2井厚12～22.5米。

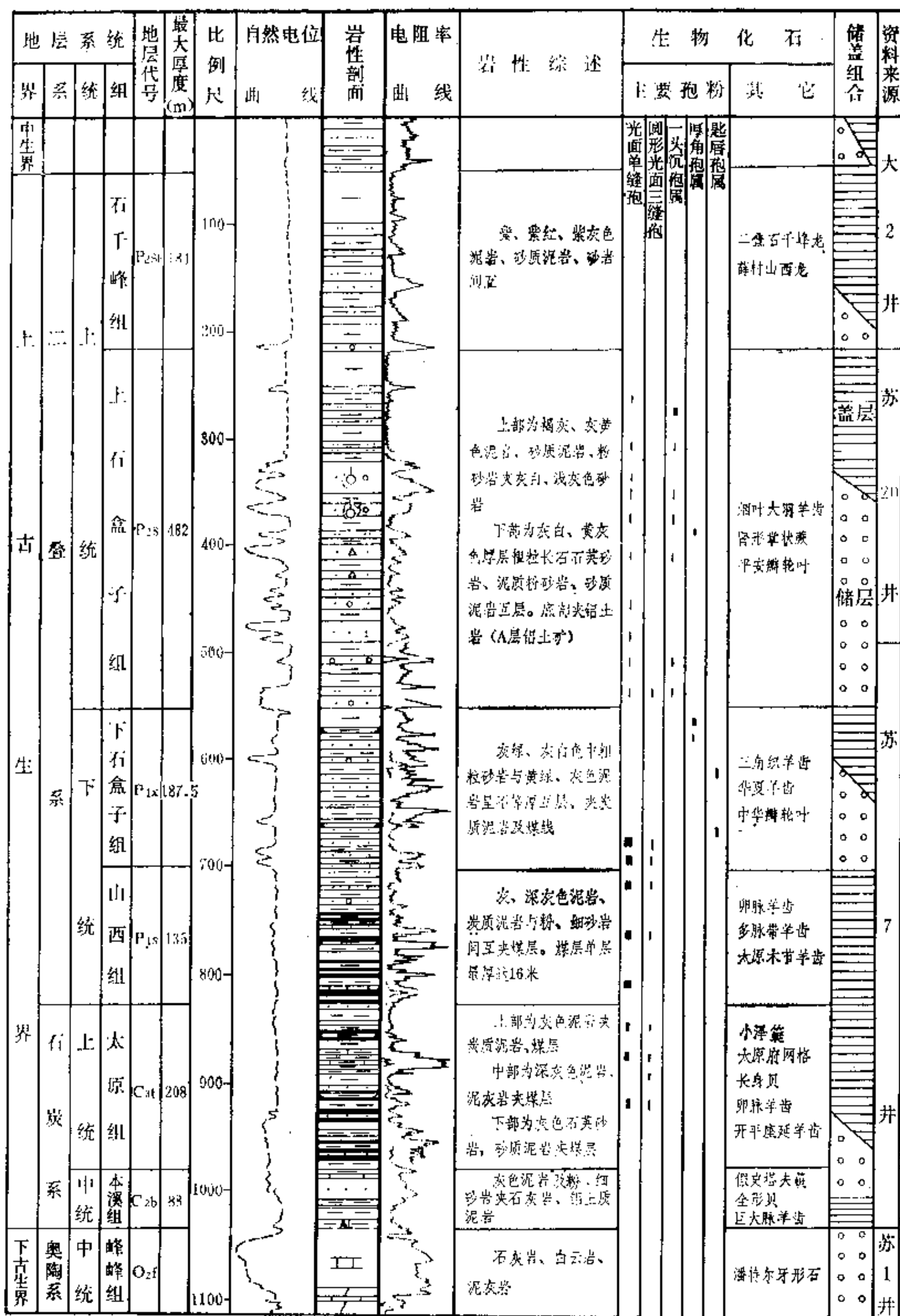


图 3-5 冀中地区上古生界综合柱状图

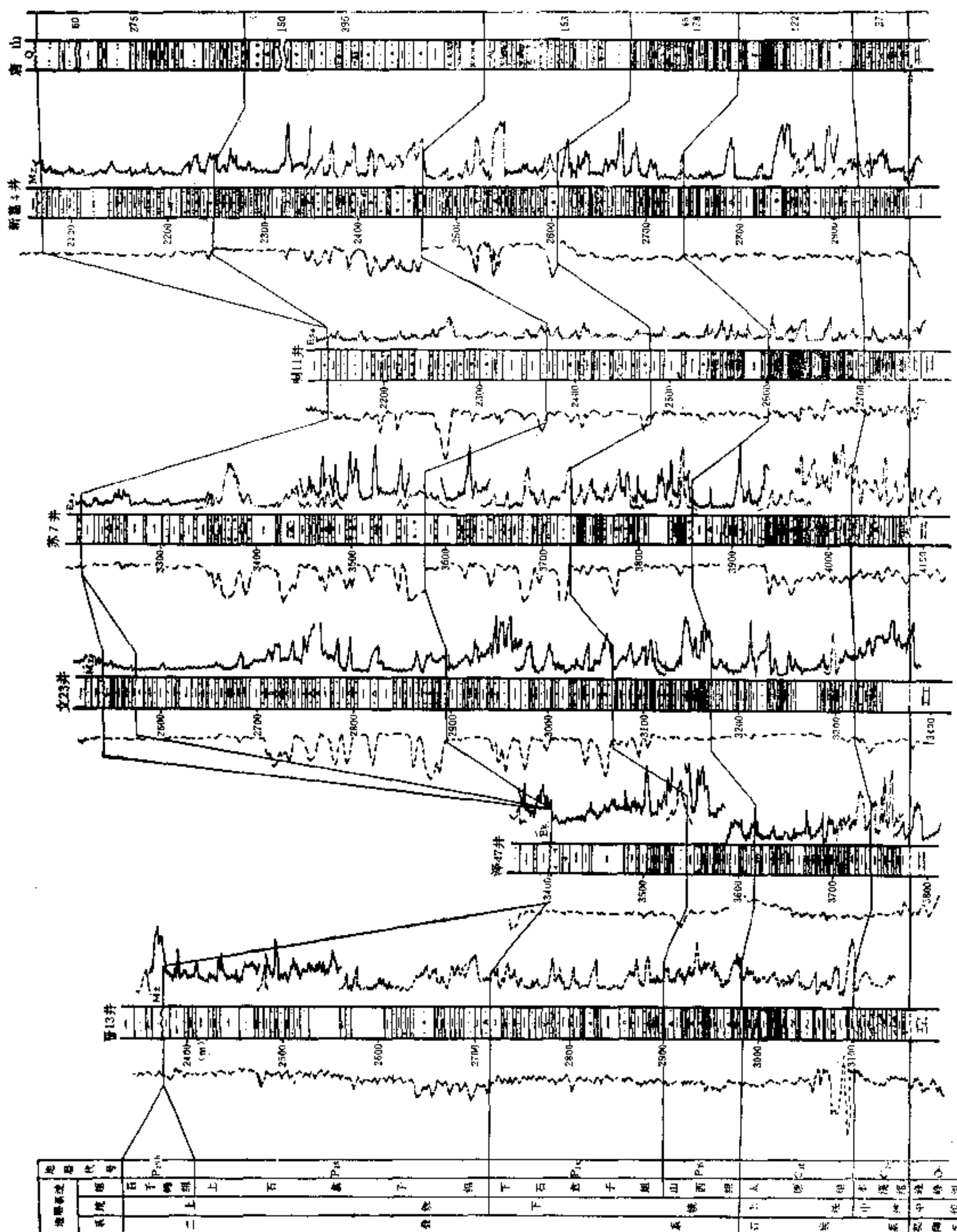


图3-6 冀中地区上古生界对比图

表 3-7　冀中地区上古生界分区厚度表

地层		厚度(m) 地区	凤河营(凤11井)	永清(永20井)	杨村(葛4井)	王庆坨(新葛4井)	苏桥(苏20井)	文安(文23井)	大城(大5井)	深县(泽47井)	束鹿(晋13井)
系	统										
二叠系	上统	石千峰组	0	0	182.5	109	190	141	186	0	226.5
		上石盒子组	227	65	186.5	288	274	213	304.5	0	235
	下统	下石盒子组	110	109	172	141	117.5	173	173.5	144.5	154
		山西组	128	91	132.5	135	125.5	101.5	121.5	72	108.5
石炭系	上统	太原组	97.5	167.5	162.7 ▽	186	175	156.5	208	126	148.5
	中统	本溪组	44.5	41.5		53	67.5	52	70	36	25.5

2.上石炭统太原组

岩性以深灰色泥岩、碳质泥岩夹3～10层煤和3～8层石灰岩为特征。下部发育砂岩及煤层；中部夹石灰岩，石灰岩厚度由南向北变小，到永清地区尖灭；上部以泥岩为主。

本组厚度为100～200米，广泛发育于凤河营、武清、文安、大城、深泽等地区。大城地区钻井中见气测异常。

3.下二叠统山西组

为灰色粗—细砂岩与深灰色泥岩互层，夹2～8层煤，局部夹石灰岩。厚0～135米，广泛发育于武清、文安、大城等地区。

4.下二叠统下石盒子组

岩性为灰绿、紫红、灰色泥岩与灰白色砂岩、含砾砂岩互层，上部泥岩较发育。厚109～174米，文安、大城及杨村等地区厚度较大。在邻区唐山岳55井、岳56井于本组上部砂岩中获工业天然气流。

5.上二叠统上石盒子组

本组主要分布于文安、大城及里坦一带，可划分为下部砂岩段和上部泥岩段两部分。砂岩段为灰白色含砾砂岩、细—粉砂岩与紫红色、灰色泥岩互层，厚0～305米；泥岩段由灰、紫红、黄绿色泥岩和铝土质泥岩夹砂岩组成。本组底部夹有铝土质泥岩，为地层划分的区域标志层。

本组砂岩段为文安斜坡苏桥潜山带产气层。储集性能好，孔隙度为14.9～19.3%，平均16.3%；渗透率为70～399×10⁻³二次方微米，平均为240×10⁻³二次方微米。

6.上二叠统石千峰组

本组主要分布于武清和苏桥—文安一带，厚100～230米。为紫红色、棕红色泥岩、砂质泥岩与灰紫色中—细砂岩互层，底部为砂砾岩或含砾粗砂岩，上部夹泥灰岩。

上古生界各组之间的接触关系，除本溪组与下古生界为假整合接触外，其余各组间皆为整合接触。

三、中生界

冀中坳陷钻遇中生界的探井共计有58口，已证实的层位有侏罗系和白垩系。其中钻遇白垩系的井有44口，钻穿白垩系的井23口；钻遇侏罗系的井14口，钻穿侏罗系的井9口（表3-8）。

表 3-8 冀中地区中生界钻井统计表

地区 \ 层位	白垩系		侏罗系	
	钻遇白垩系	钻穿白垩系	钻遇侏罗系	钻穿侏罗系
北京凹陷	丰参1	丰参2	丰参1	
大厂凹陷		厂1	厂1	
武清凹陷		王4.11.孟参1		孟参1
杨村斜坡	杨2.3	杨1	葛3.	葛1
大城凸起	葛6	新葛4.河参3		新葛4.河参3
文安斜坡	文11.13.15.19	文3		
廊固凹陷		河1,桐9.11		
饶阳凹陷	郑4.雁23.任99	淀1.55		宁2
石家庄凹陷	石参1			
无极凸起	极7.10.	极1.2.4.5.6.9.12.13.16.	极2,13	极4.5.16.协1
保定凹陷	保深1,冀参5			
晋县凹陷	赵15.16,20,23			
宁晋凸起	晋24			
合计	44①	23	14①	9

①为钻遇和钻穿两类井数总计。

冀中地区中生界分布总面积为12000平方公里（包括北京凹陷）（图3-7），其中白垩系分布面积最广，达11000平方公里，占总面积的92%；侏罗系分布面积较小，仅6800平方公里，占总面积的56%。

到目前为止，中生界仅见油气显示，还没有发现工业油气流。

本区中生界揭露不全，与北京西山，河北北部周边地区对比，缺少下侏罗统窑坡组以上、上侏罗统辛庄组以下地层（表3-9）。目前划分出的两个系四个统五个组的界限都比较清楚，在岩性、电性、韵律特征及生物化石各方面均有较明显的标志，详见图3-8及表3-10。

冀中地区有10个凹陷（北京、保定、石家庄、晋县、大厂、廊固、武清、霸县、饶阳、里坦凹陷），2个斜坡（杨村、文安斜坡），3个凸起（无极、藁城、王草庄凸起）残留有中生界。另外，沧县隆起的大城凸起也有中生界分布。但在各构造单元中的厚度、层位有较大差异（图3-9）。无极—藁城地区层位较全，厚度最大可达3000米，其余广大地区厚度一般为500～1000米（图3-7）。

1.划分与对比

（1）侏罗系窑坡组

分布局限于武清、杨村及里坦地区，可分为上、下两段。下段厚480～657米，主要为杂色泥岩夹绿色细砂岩，富含孢粉化石（图3-8）；上段厚170～364米，主要为湖沼相含煤沉积，下部为灰白色砂砾岩夹煤层及灰色泥岩，上部为杂色泥岩夹细砂岩及煤层，顶部地层剥蚀不全。富含孢粉化石。

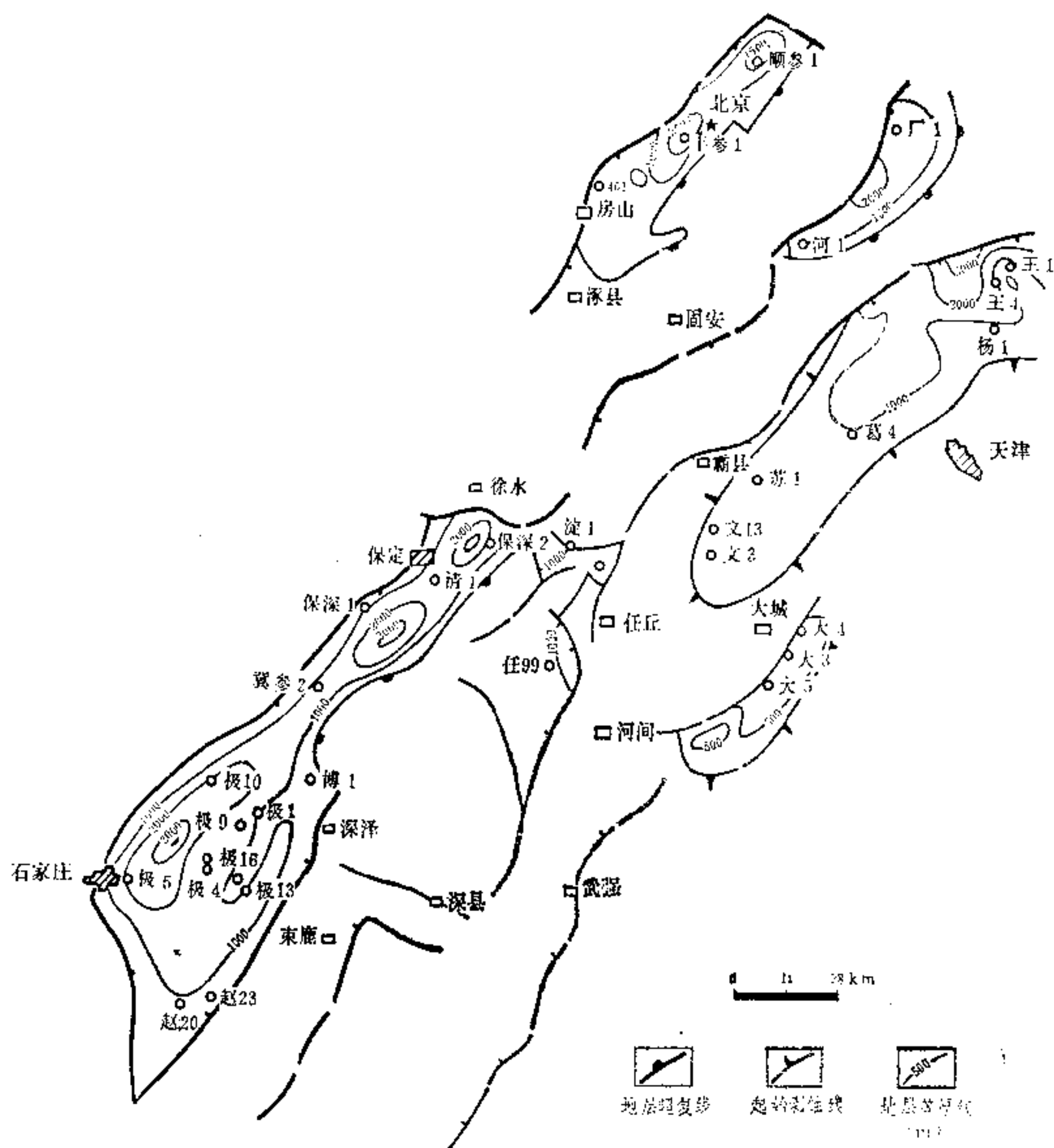


图 3-7 冀中地区中生界等厚图

本组与下伏二叠统为不整合接触。

(2)上侏罗统辛庄组

本组在丰台、大厂、石家庄地区揭露较完整，在大城、饶阳、武清等地区也见有分布。主要为中基性火山岩及火山碎屑岩。岩性、岩相变化较大，分布不稳定。

由于冀中地区没有见到下侏罗统窑坡组以上、上侏罗统辛庄组以下地层，本组与下伏地层的接触关系不详。

(3)下白垩统

下白垩统可分为两个组，即芦沟桥组与丰台组。

1) 芦沟桥组

主要分布在丰台、石家庄地区，为早白垩世早期湖盆形成初期的粗碎屑岩沉积。下部以安山质角砾岩、火山碎屑岩、砂岩为主，间夹暗紫色泥岩；中部夹有煤层及碳质泥岩；

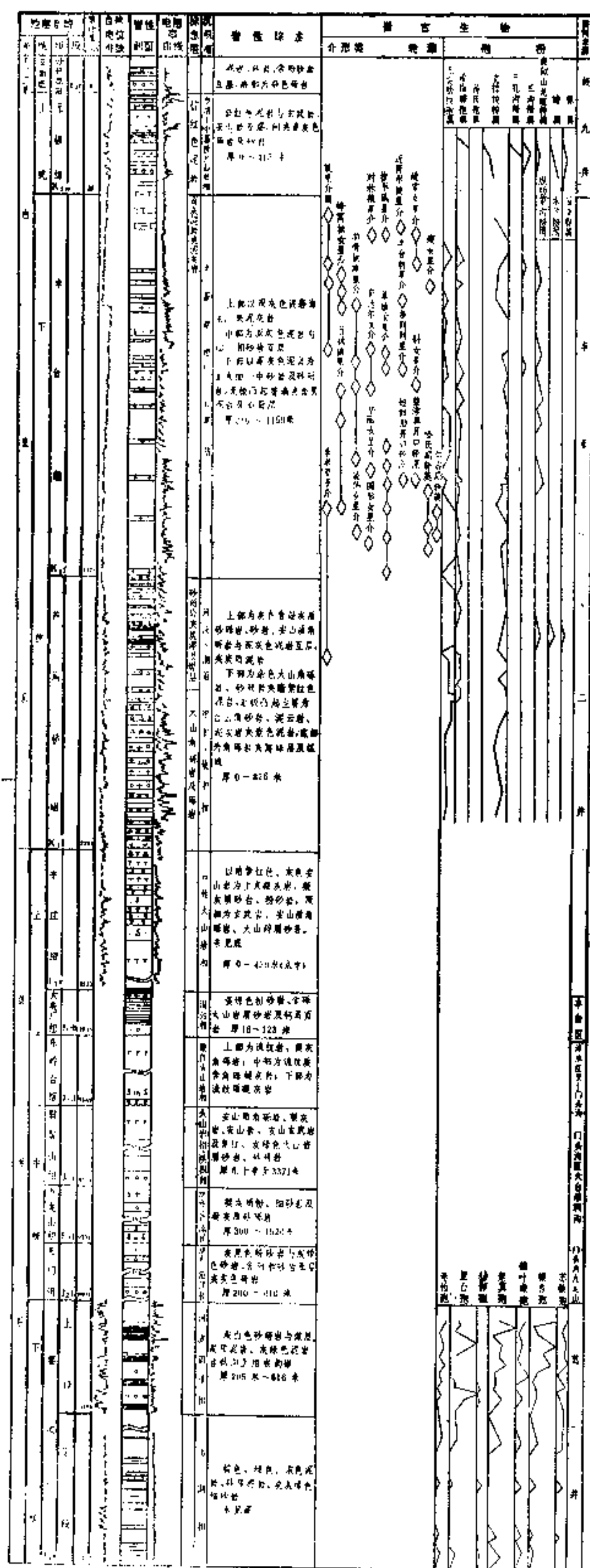


图 3-8 冀中地区中生界综合柱状图

上部为深灰色泥岩与杂色火山碎屑岩、凝灰质砂岩、砂砾岩互层。

本组厚度变化大，西厚东薄，由280米增至1120米。在地震剖面上反映下白垩统以角度不整合覆盖在上侏罗统之上。

2）丰台组

西部地区：主要为滨浅湖相—半深湖相的暗色泥岩夹砂岩、碳酸盐岩及油页岩，富含介形类、轮藻及孢粉化石。丰台地区厚1159～1600米，下部为深灰色泥岩与灰色钙质砂岩、火山岩屑砂岩互层，上部为深灰色泥岩夹薄层泥灰岩。无极—藁城一带厚220～673米，下部为灰色泥岩与砂岩互层，间夹薄煤层、煤线及碳质泥岩；上部为深灰、灰绿、灰褐、褐紫红色泥岩互层，夹泥灰岩、泥质白云岩及凝灰质砂岩；顶部常见含膏泥岩及薄层石膏，反映为盐湖沉积环境。邻近太行山边缘的极5井，厚1123.5米，泥岩相变为紫红、棕红色砂砾岩，反映出边缘相沉积特征。

东部地区：主要分布在武清至任西一带，厚216～553米，为红、绿、灰色泥岩互层夹砂砾岩，反映了河流、洪积相沉积特征。下部超覆，地层不全。

（4）上白垩统无极组

本组分布广泛，北自丰台、廊固地区，中经鄚州、雁翎向南一直延续到石家庄地区。为湖盆萎缩时期的浅、滨湖相沉积，并夹有火山喷发岩。北部地区厚150～415米，以紫红色泥岩为主，夹含砾砂岩、砂砾岩，泥岩中含玄武岩碎屑。王11井在本组

表 3-9 冀中坳陷中生界与外区对比简表

地层系统 界	系	统	河北南部	冀中坳陷	北京西山	河北北部	辽西	松辽盆地
中生界	白垩系	上统		无极组	☆	☆	☆	明水组
								四方台组
		下统	丘城组	丰台组				嫩江组
								姚家组
								青山口组
								泉头组
				芦沟桥组	夏庄组	土井子组	孙家湾组	登楼库组
					芦尚坟组	青石砬组	阜新组	
					坨里组			
	侏罗系	上统		☆	☆	南店组	九佛堂组	
				辛庄组	辛庄组	花吉营组	建昌组	
				☆ ?	西瓜园组	西瓜园组	金刚山组	
					☆	大北沟组	义县组	
					东岭台组	张家口组	☆	
						白旗组		
		中统			☆	后城组	土城子组	
					髫髻山组	髫髻山组	兰旗组	
					九龙山组	九龙山组	海房沟组	
					龙门组	下花园组	北票组	
		下统		窑坡组	窑坡组			
				☆	南大岭组	南大岭组	兴隆沟组	
					杏石口组	杏石口组	坤头波罗组	
	三叠系	上统			☆	☆	☆	
		中统				胡杖子组		
						下板城组		
		下统				丁家沟组		

中上部夹180.5米厚的灰色凝灰岩，顶部常见灰绿色泥岩；中部地区厚145～296米，岩性与北部地区基本一致。任99井夹多层石灰岩砾石层；南部石家庄地区，岩性以红、粗为特征，并夹有火山喷发岩。

对本组时代归属问题，目前尚有争议，本文暂划为上白垩统。

上、下白垩统之间，在石家庄地区的地震剖面上，表现为一强反射界面，但上下地层产状无明显变化，可能为假整合或轻微的角度不整合接触。其它地区地震反射界面不明

表 3-10 冀中地区中生界划分依据表

地层系统 界	系	统	组	段	厚度(m)	岩性	电阻率曲线形态	分布范围	标志层级别	古生物 介形类	轮藻	孢粉
中生界	白垩系	上统	无极组		150~485	块状棕红色或砖红色泥岩	呈块状高阻与低平间互	无极、石家庄地区	二级		泰州颈轮藻	高含量的希指蕨孢属以及较多的三孔沟粉、三沟粉类的被子植物花粉
		下统	丰台组		205~214	灰、深灰色泥岩夹泥灰岩、泥质白云岩或油页岩	呈低平及小锯齿状	全区	一级	娇家女星介、狼星介、多刺刺星介、达尔文介、枣星介等	开口轮藻、真开口轮藻、扇轮藻、奇异轮藻	无突肋纹孢属、松科花粉、克拉梭粉属、周壁粉属、纵肋单沟粉属
			芦沟桥组	上段	329~370	深灰色泥岩、砂砾岩间互，夹碳质泥岩及煤层	刺刀状、块状高阻与低平段间互	丰台、石家庄地区	二级	伞达尔文介		无突肋纹孢属高含量，克拉梭粉属中—高含量，松科花粉低含量。出现纵肋单沟粉属，栏粉属、百合粉属
				下段	155~456	以火山角砾岩为主，间夹砾岩及暗紫色泥岩	块状高阻					
	侏罗系	上统	辛庄组					北京、饶南、无极、石家庄地区				桫椤孢
		下统	窑坡组					武清、葛渔城、文安斜坡				蕨类中紫箕孢属、里白孢属、锥叶蕨属占优势，裸子类中苏铁属、银杏属、单沟花粉大量出现

显，可能为连续沉积或假整合接触。

2.与外区地层的对比关系

冀中坳陷为渤海湾盆地的一部分，而渤海湾盆地与松辽盆地、江汉盆地以及与其周边露头区在中生代沉积时有一定联系。因此，它们之间基本上可以对比，其对比关系详见表3-9。

需要说明的是由于冀中地区的钻井多位于潜山高部位，而中生界又遭到一定剥蚀，因此，没有一口井钻穿了中生界的完整剖面。上边所列的地层系统是根据地面露头层序与钻井剖面对比后建立起来的，故上述划分对比意见是很初步的。另外，对本区是否存在三叠系尚有争议，需今后进一步落实。

3.油气显示

于中生界见油气显示的凹陷有北京、石家庄及霸固凹陷。北京凹陷有6口井见油斑及原油显示，岩性有碎屑岩与火山岩，原油主要充填在裂缝与层面内，石家庄凹陷有2口井

图 3-9 冀中地区中生界对比图

在安山岩中见油斑及荧光，极5井测试见油花；廊固凹陷有2口井在砂岩中见油浸与荧光。从这三个凹陷比较来看，北京凹陷油气显示较多且级别高。

四、新生界

1.下第三系

下第三系是本区主要含油层系，到1984年底已钻各类井2449口，进尺724万米。其中有取芯井510❶口，进尺23321.1米，芯长16790.6米，岩芯收获率为72%。大量的钻井、取芯及各种分析数据，为地层划分对比提供了充分依据。

下第三系总厚度为3000～8000米。自下而上由粗、细、粗三套地层构成了一个完整的沉积旋回。底部和上部为河流或洪积相沉积，中部为湖相沉积。

本区下第三系依据化石组合及沉积旋回，共划分出东营组、沙河街组及孔店组三个组和八个段（图3-10），其具体界线主要由标志层来确定（表3-11，图3-11）。

（1）孔店组

孔店组是本区早第三纪最早沉积的一个组，具有沉积中心多，岩性及厚度变化大的特

表3-11A　冀中坳陷中南部地区下第三系各组段划分标志层特征表

标志层名称	厚度(m)	层位	分布范围	岩性及电阻率、自然电位曲线形态
石英燧石砾岩层（底砾岩）	30～50	上第三系底部	全区	含石英、燧石砾的砂砾岩，电阻率曲线呈阶梯状，自然电位曲线呈箱状
灰绿色含螺泥岩	30～40	东二段上部	全区	灰绿色泥岩，富含螺化石，电阻率曲线基值低，在上下层间呈凹兜，并有几个刺刀状尖峰
上特殊岩性段	20～30	沙一上段中部	霸县、饶阳凹陷	灰色泥岩、褐色泥岩与钙质砂岩互层，夹油页岩，泥灰岩、电阻率曲线呈刺刀状
特殊岩性集中段	30～80	沙一下段	全区	灰色泥岩与褐灰色油页岩、灰色泥灰岩、生物灰岩、白云岩发育集中段，电阻率曲线呈密集梳状
泥膏钙质砂岩	20～40	沙二段顶部	霸县、饶阳凹陷	紫色、灰色泥岩夹膏泥岩，电阻率曲线呈尖锯齿状
河道砂层	20～40	沙二段底部	高阳低凸起、深县及赵兰庄地区	厚层含砾砂岩，电阻率曲线呈阶梯状，自然电位曲线呈箱状
碳质泥岩发育段	20～30	沙三上段上部	东部带及饶阳凹陷南部	灰色泥岩夹碳质泥岩，泥灰岩，油页岩，电阻率曲线呈突出的刺刀状
泥灰岩发育段	20～30	沙三下段上部	东部带及饶阳凹陷南部	灰色泥岩夹泥灰岩、油页岩，电阻率曲线呈尖刀状
膏泥岩，石灰岩砾石段	20～80	孔店组上部	全区	上部灰色泥岩、膏泥岩、泥灰岩，下部紫红色泥岩夹石灰岩砾石层。电阻基值高，电阻率曲线呈尖锯齿状、短刀状，电位曲线低平

❶ 包括开发取芯井。

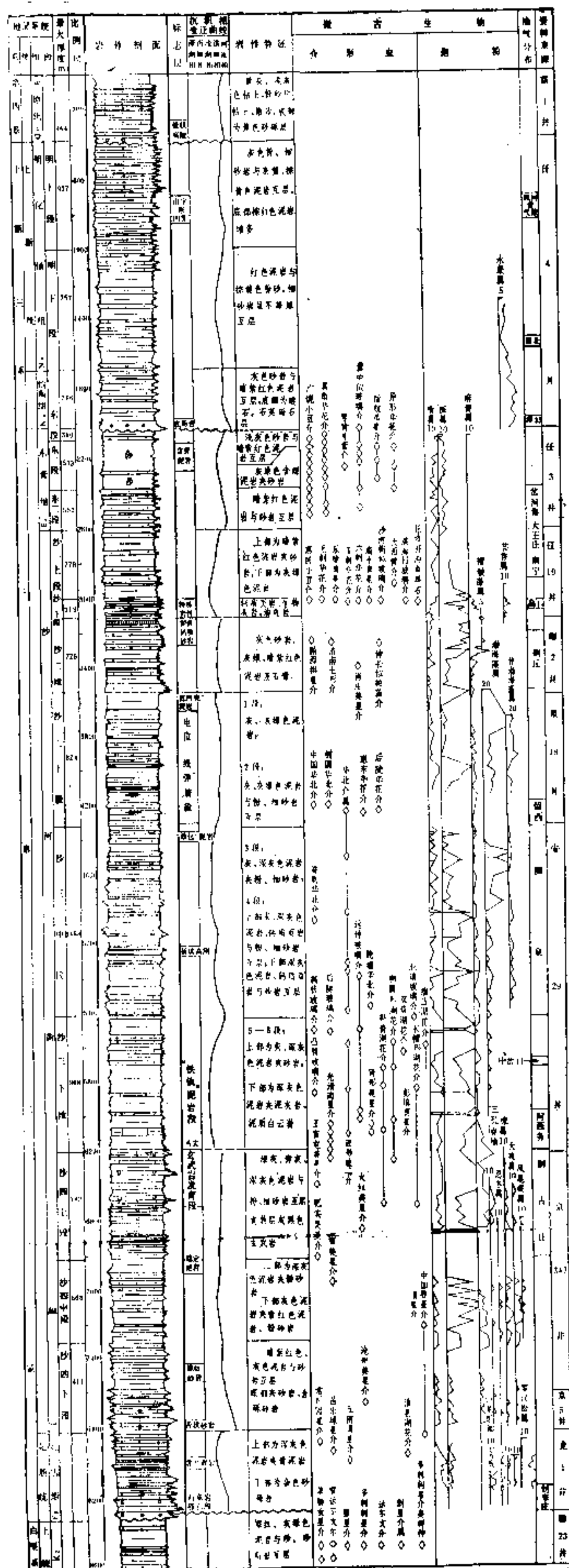


图 3-10　冀中坳陷新生界综合柱状图

表 3-11B 冀中坳陷北部廊固、霸县凹陷下第三系各组段划分标志层特征表

标志层名称	厚 度(m)	层 位	分布范围	岩性及电阻率自然电位曲线形态
底砾岩层	50～60	上第三系底部砾岩层	全 区	杂色石英燧石砾岩，与下伏下第三系的低平电阻率曲线形态平直自然电位曲线形态相比，形成明显的高台阶
耙状电性层	80～120	东营组底部砂岩层	廊固凹陷	棕红色泥岩与灰绿、黄绿色砂岩互层，电阻率曲线呈箭簇状，自然电位曲线为指状，其形态如"耙"
刺刀状电阻层	80～100	沙一段下部	全 区	灰绿色泥岩，粉砂岩与紫色泥岩互层，电阻率曲线呈尖锯齿及刺刀状
"工"字形砂层组	40～60	沙二段底部	廊固凹陷	上、下为高电阻、大电位的厚层砂砾岩层，中间夹低电阻小电位的泥岩及薄砂层，电测曲线呈"工"字形
低凹兜泥岩段	0～164	Es_3^1段	廊固、霸县凹陷	绿灰色、灰绿色、灰色泥岩，电阻率曲线低平、自然电位曲线平直，与上下层位比较呈低凹兜状
自然电位曲线"弹簧"段	0～684	Es_3^2段	廊固、霸县凹陷	灰绿、绿灰色砂质泥岩、泥岩与粉、细砂岩互层，电阻率曲线呈刺刀状，自然电位曲线呈弹簧状
"鼓包"泥岩	30～40	Es_3^3段		灰色泥岩、含粉砂质泥岩夹泥质砂岩，电阻在低平基值背影上出现一组基值抬高，锯齿明显的"鼓包"
梳状高阻层	20～40	Es_3^{4-1}段顶		褐灰色钙质页岩、油页岩或为灰色泥岩夹一组砂岩，电阻率曲线呈梳状-刺刀状，自然电位曲线平直或为负异常
含砾砂层	20～40	Es_3^{4-2}段底	廊固凹陷	深灰色泥岩与灰白色砂岩成正韵律组合，电阻率曲线呈短刀状，自然电位曲线呈负异常，地震T_5反射层
铁轨泥岩段	200～400	Es_3^5段	廊固、霸县凹陷	深灰色泥岩夹一组砂岩，电阻率曲线低平，自然电位曲线平直，二者平行近似铁轨
钙尖泥岩段	40～100	Es_3^6段底		深灰色含膏泥岩夹薄层泥灰岩、泥云岩，电阻率曲线呈锯齿状间夹数个刺刀状高峰
玄武岩发育段	200～300	沙四上段	廊固、霸县凹陷	数层玄武岩为高电阻，自然电位无异常
稳定泥岩段	40～60	沙四中段顶	廊固凹陷南斜坡	深灰色泥岩夹在上、下均为高电阻、大电位的砂岩中间呈泥岩"脖子"
棕红色砂岩	30～50	沙四下段中部	廊固、霸县凹陷	红色砂岩与紫色泥岩、灰色泥岩互层，电阻率曲线呈高锯齿状，自然电位曲线呈指状
舌状电位砂砾岩	40～50	沙四下段下部		杂色砂砾岩夹紫红色泥岩，具块状高阻，自然电位曲线形态呈舌状
含膏泥岩	40～80	孔店组中部		蓝灰色泥岩与浅灰色膏岩、膏泥岩，具密集梳状高电阻、自然电位曲线平直

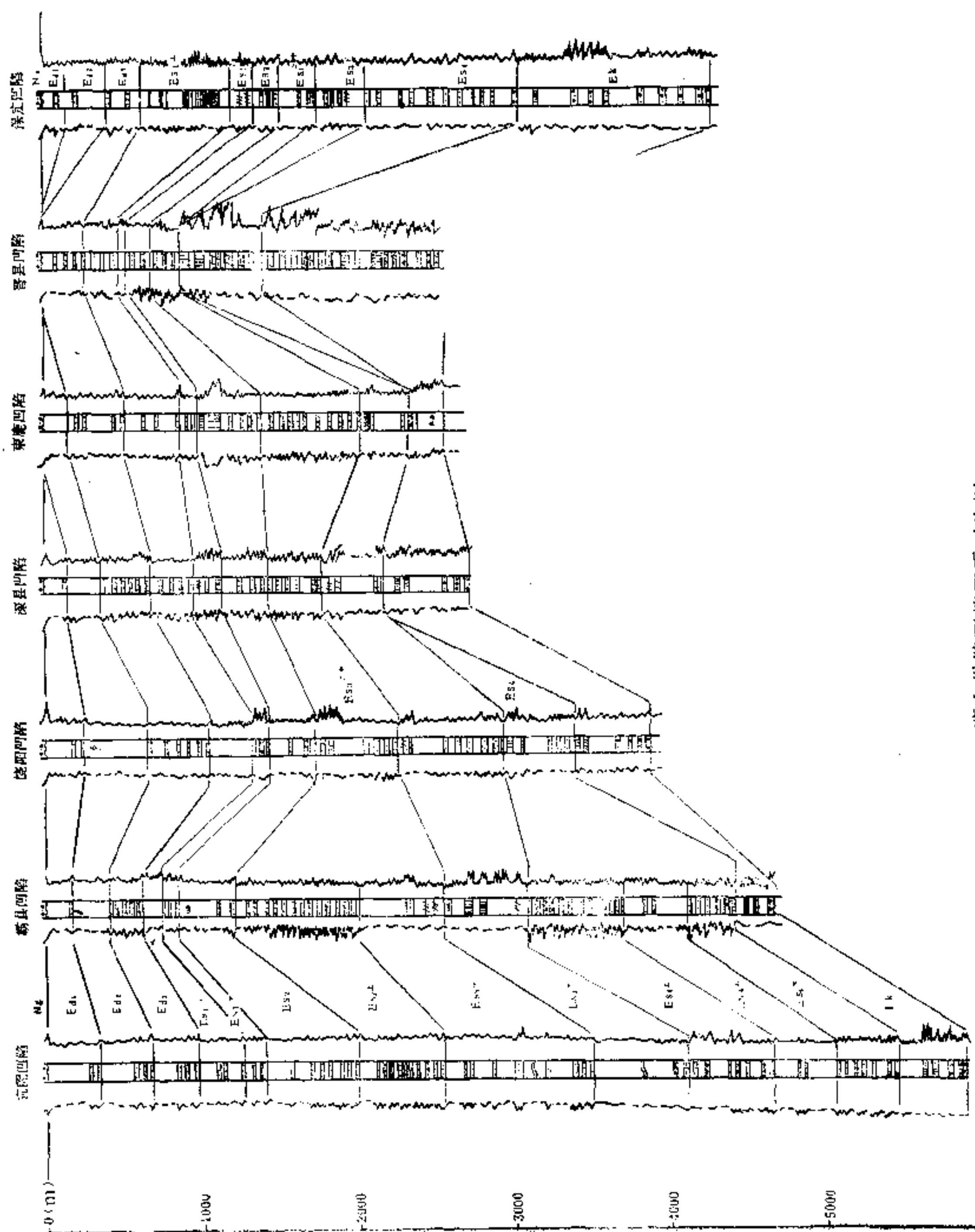


图 3-11 冀中坳陷下第三系对比图

点。目前已知的沉积中心区主要有三个：保定—徐水凹陷，厚1200～1800米；晋县凹陷及饶阳凹陷南部地区，厚1000～1200米；廊固凹陷的西北部，厚800～1200米；其它广大区域为大面积的超覆沉积，厚100～400米（图3-12）。

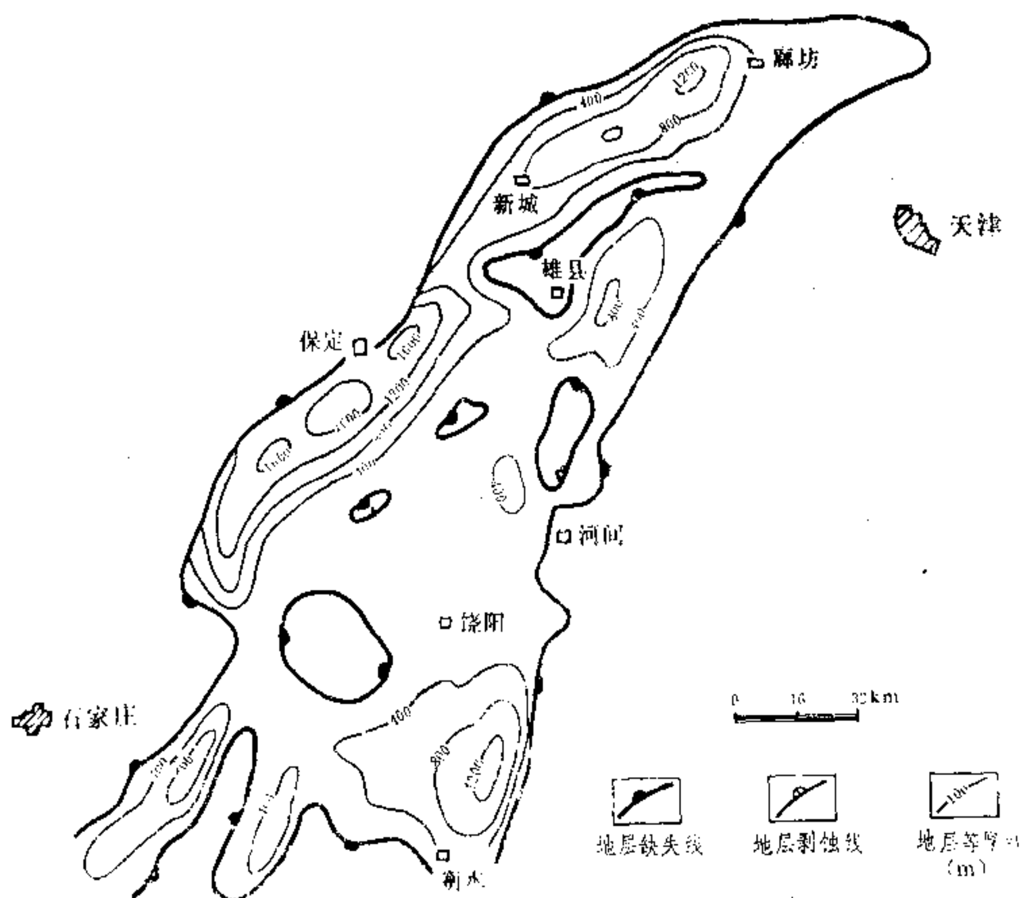


图 3-12 冀中坳陷孔店组等厚图

在沉积中心区发育有两个下粗上细的沉积旋回。下旋回下部为孔店早期的填充式沉积，主要为短距离搬运的角砾、卵石及砂质粘土等组成的一套杂色砾岩、砂砾岩及红色砂质泥岩层，分选性极差。反映在电性特征上，电阻率曲线形态呈梳状高阻，自然电位曲线形态平直、圆滑。该段在区域上相当于孔三段。其上部在晋县、束鹿地区发育有一套蓝灰色的膏泥岩及白云岩。相当于区域上的孔二段。下旋回主要分布在徐水凹陷、晋县凹陷及饶阳凹陷南部。

上旋回是在下旋回填充沉积的基础上发展起来的，沉积范围广，不仅在上述三个凹陷有沉积，而且在高阳低突起、饶阳凹陷、廊固凹陷及霸县凹陷均有分布。这说明当时冀中坳陷的轮廓已基本形成，开始整体下降，沉积了大面积的残积、坡积砾岩，成为局部地区如刘李庄油田的储集层。尔后发展为河流冲积相，沉积了一套杂色砂砾岩与棕红色泥岩间互层（该段可能相当于区域上的孔一段）。最后转变为湖相、泻湖相，沉积了一套灰色泥岩夹浅灰色膏泥岩、泥灰岩、油页岩等。

在区域地层对比上，本组顶部的含膏泥岩段易于辨认，是较好的对比标志层（表3-11）；下部的棕红色砂泥岩段，在电性上砂泥岩差异不明显，这也成为本组下部的对比标志。

介形类有五图真星介、潍县湖花介、常州圆星介等；孢粉以榆属含量大于栎属，麻黄大量出现及希指蕨、凤尾蕨连续出现为特征；轮藻中戈壁轮藻、五图培克轮藻较常见。

重矿物组合以磁铁矿含量高为特征，可达60～80%，其次是锆石（5～10%），榍子石（10%左右）。

孔店组超覆于中生界、古生界及中上元古界之上，与下伏地层为角度不整合接触。

（2）沙河街组

本组在坳陷内分布较广，且厚度较大，是坳陷第三系油田的主力油层和生油层。根据古生物资料及岩、电特征可划分为四个段。

1）沙四段

在凹陷区内，除任丘、雁翎及刘村等地区没有沉积外，各凹陷内都有分布，但厚度变化大，大致可分为四个沉积区。以廊固凹陷为主的北部地区，厚度为2000米；以保定凹陷为主的西部地区，厚度为800米；以赵兰庄地区为代表的晋县、束鹿凹陷，厚度为600米；以孙虎、武强地区为代表的饶阳凹陷南部，厚达1200米（图3-13）。

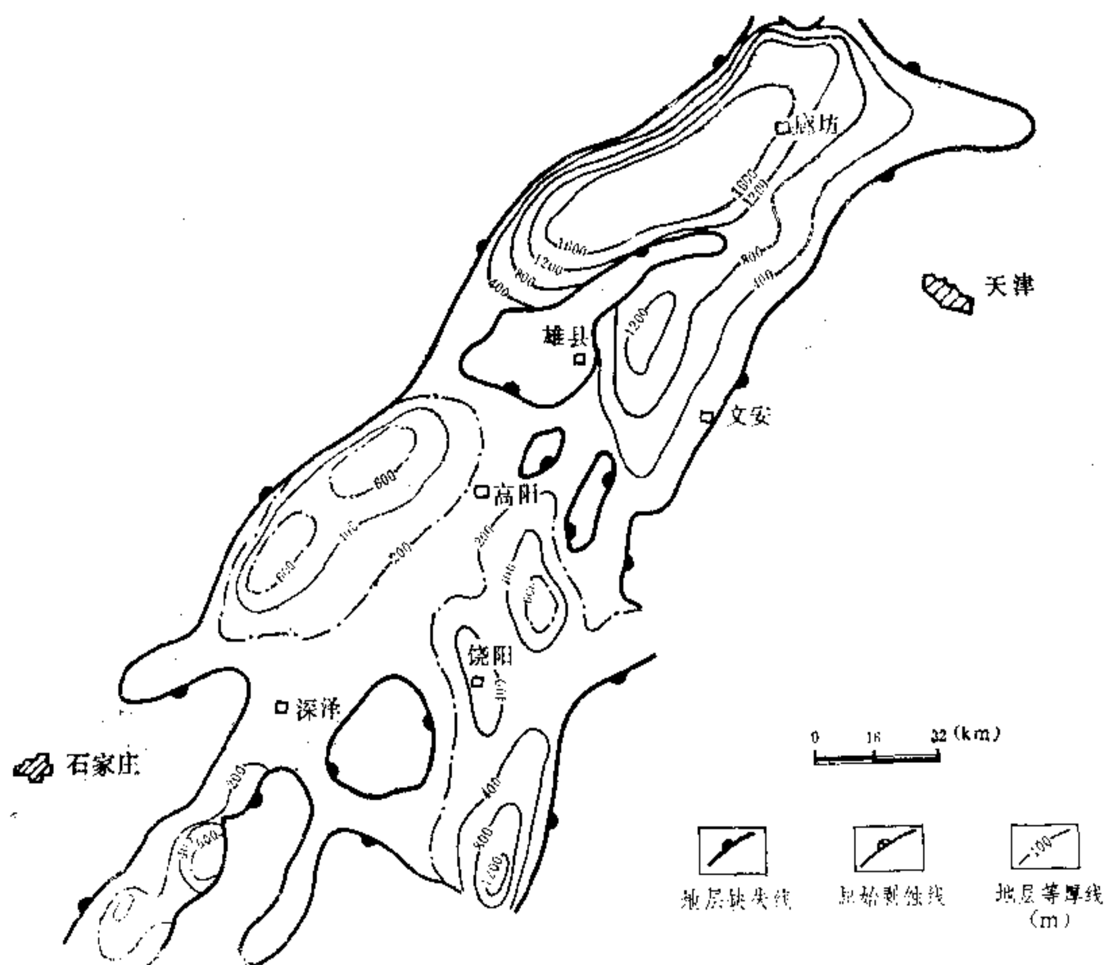


图 3-13 冀中坳陷沙四段等厚图

北部地区由粗、细、粗组成三个岩性段。下段为粗碎屑段，厚400米，下部为灰白色砂岩、含砾砂岩，自然电位曲线负异常明显，构成“舌状电位砂砾岩段”对比标志层，中部以红色砂岩为特征，上部为紫红色，灰色泥岩与浅灰色砂岩呈不等厚互层；中段为细碎

屑段，厚650米，暗色泥岩发育，为主要生油层，顶部泥岩分布稳定，被称为“稳定泥岩段”，为地层对比标志层；上段又为粗碎屑段，一般厚400米，最厚达782米，为深灰色泥岩与灰白色粉、细砂岩呈不等厚互层，间夹玄武岩，局部地区在其上部见膏泥岩、薄层礁灰岩等，为别古庄油田的主要储集层。

南部赵兰庄及孙虎、武强地区，下部为灰色、棕红色泥岩与浅灰色砂岩互层，夹玄武岩；上部为灰、深灰色泥岩与石膏、碳酸盐岩互层，构成一个完整的沉积旋回。

中部广大地区的沙四段厚度不大，由饶阳凹陷往西至高阳低凸起、保定凹陷，往东到河间东部，以红色砂泥岩发育为特征。

南部地区沙四段上部发育的膏泥岩及中部地区的红色砂、泥岩也是划分对比的重要标志。

化石组合特征见图3-10，孢粉化石中栎属含量大于榆属，下部栎属、榆属含量接近。

沙四段与下伏孔店组为平行不整合接触，在廊固、霸县、高阳地区表现清楚，沙四段底部含砾砂岩与孔店组蓝灰色膏泥岩接触。

2）沙三段

沙三段在坳陷内分布广泛，北部廊固、霸县凹陷沉积厚度大，最大厚度可达2600米，其次是河间—留路—武强、孙虎一带，厚400～800米，其它地区仅有200～500米（图3-14）。

冀中坳陷沙三段主要为开阔的湖相沉积。除在边缘地区有红色泥岩外，大部分地区为一套有机质丰富的暗色泥岩。纵向上自下而上、由粗到细分为两个正旋回。

北部地区的沙三段最发育，包括沙三下、沙三中和沙三上段三个旋回。

沙三下段包括Es_3^6和Es_3^5两个岩性段，厚达1000米左右，分布范围广泛，北到大厂凹陷，南到饶阳、深县、束鹿及保定凹陷（图3-11）。Es_3^6以深灰色含钙泥岩为主，底部夹钙质页岩、泥灰岩、泥质白云岩，电阻率曲线形态呈尖刀状，构成“钙尖泥岩”段，是地层对比的主要标志层；Es_3^5以灰、深灰、褐灰色泥岩为主，电阻率曲线和自然电位曲线形态均较平直，构成了所谓的“铁轨泥岩段”，是区域对比标志层。

沙三中段包括Es_3^4和Es_3^3两个岩性段。

Es_3^4：下部为深灰、褐灰色泥岩、钙质页岩、油页岩与浅灰、灰白色砂岩互层，厚达554米；上部为深灰色泥岩、灰色灰质页岩与浅灰、灰白色粉、细砂岩互层，厚481米。该岩性段下部在固安—柳泉一带发育完全，别古庄、韩村、河西务一带底部超覆缺失。北至凤河营，南至霸县二台阶，砂岩几乎全部尖灭，仅剩油页岩、钙质页岩。底部砂层含石英砾石，见隐瘤华北介、华北介，渤海藻、副渤海藻含量低（＜5％）。Es_3^4段砂岩是柳泉、廊东等油气田（藏）的主要储油层。

Es_3^3：为灰色泥岩夹砂岩，厚418米富含介形类化石，渤海藻、副渤海藻含量高，一般为10％。电阻曲线在其上部基质抬高，形如“鼓包”状，称“鼓包泥岩”，为对比标志（表3-11B）。

沙三上段包括Es_3^2、Es_3^1两个岩性段。

Es_3^2：砂岩发育，灰色、绿灰色泥岩与灰绿色粉、细砂岩互层。自然电位曲线负异常明显，形态似“弹簧状”，故有“弹簧段”之称（表3-11B）。厚0～684米。纵向特征明显，横向变化较小，也是划分对比的重要标志层段。含中国华北介、惠东华北介、后斜华

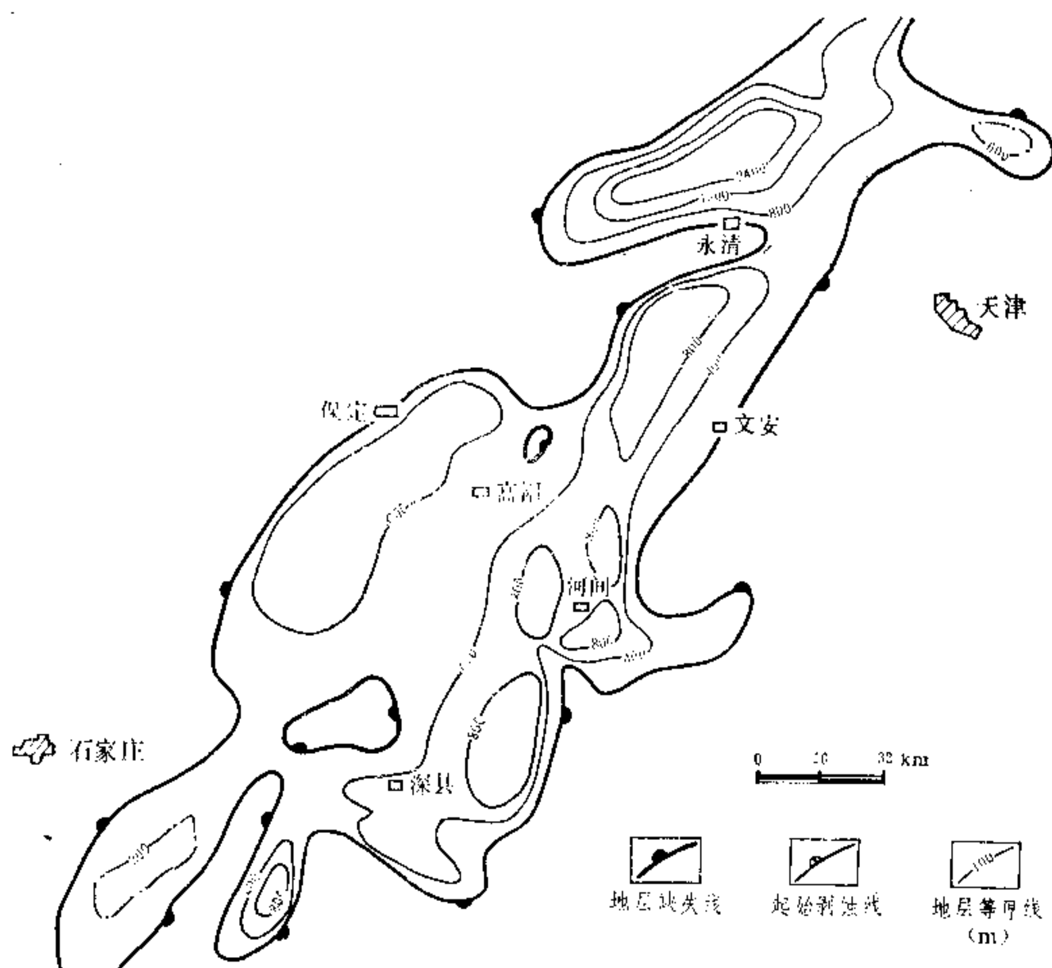


图 3-14 冀中坳陷沙三段等厚图

北介、椭圆华北介、远伸玻璃介等；渤海藻、副渤海藻含量高，一般在10～20%，最高达40%。同时，水龙骨单缝孢含量也较高，反映出滨湖与沼泽相交替沉积特征。

Es_3^1：为灰绿色泥岩，局部夹粉砂岩，电阻率曲线低平，电位曲线平直，与上覆及下伏层比较呈“低凹兜”状，分布稳定，为对比标志层（表3-11B）。厚0～164米含华北介、远伸玻璃介，渤海藻含量可高达24%。

中部地区的沙三段分为两个岩性段，分别称为沙三下段和沙三上段。沙三下段下部为灰白色砂岩与灰色泥岩互层，上部为灰、灰绿色泥岩、褐灰色油页岩，夹砂岩及泥灰岩，坳陷边缘区有紫红色泥岩；沙三上段下部以灰色砂、泥岩互层为主，夹暗紫红色泥岩，上部主要为灰、灰绿色泥岩间夹紫褐色泥岩、砂岩，顶部为深灰色泥灰岩、生物灰岩，在大王庄油田见工业油层。

沙三段标志层多且特征明显（表3-11），对比关系容易确定。

沙三段的化石组合以含华北介为标志，以渤海藻、副渤海藻富集为特点。华北介组合又分三个亚组合，即沙三下的隐瘤华北介，沙三中的脊刺华北介以及沙三上的惠东华北介。孢粉属种比较单调，栎属含量大于榆属，楝、大戟、忍冬属连续出现，底部麻黄属含量较高。

重矿物组合中稳定矿物含量高，如石榴子石含量高达50～60%，锆石含量也达到10%，比下伏沙四段—孔店组明显增高。相反，不稳定矿物含量降低，如绿帘石、角闪石、硬绿泥石含量都在1%左右。

沙三段与下伏沙四段为不整合接触。区域上沙四段遭到不同程度的剥蚀，沙三段盖在沙四段的不同层位上。

3）沙二段

沙二段厚100～300米，在固安凹陷最厚达700米（图3-15）。纵向上下粗上细组成一个正旋回（图3-10）。底部为砂岩发育段，上部为红、灰色泥岩集中段。在坳陷中部地区本段顶部含膏泥岩（图3-11）。

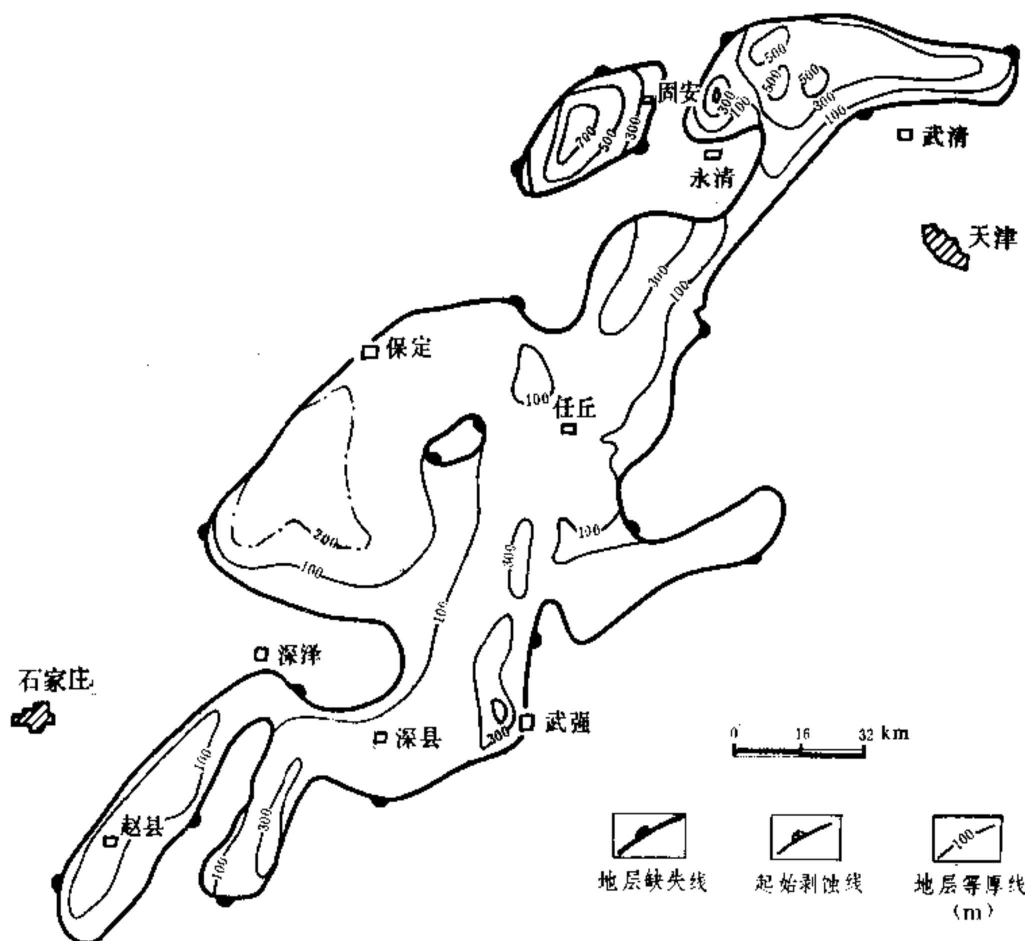


图 3-15 冀中坳陷沙二段等厚图

沙二段顶界以红色泥（膏）岩与沙一下段特殊岩性相区别，底界以砂岩集中发育并夹红色泥岩与沙三上段的浅灰色泥岩相区别，界线较为清楚。

化石组合见图3-10，介形类种属单调，数量不多，孢粉化石在栎属含量大于榆属的背景上，以麻黄、芸香及楝属等喜热性植物含量高为特征。

沙二段与沙三段在廊固凹陷有沉积间断，呈平行不整合接触。其余广大地区为连续沉积●。

● 也有人认为全区均为平行不整合接触。

4）沙一段

沙一段可分出上下两个岩性段。沙一下段为区域标志层，分布广泛，厚50～300米(图3-16)，为灰色泥岩、油页岩、钙质页岩、泥灰岩及生物灰岩等组成的“特殊岩性”集中段。该段在霸县以南，孙虎、武强地区以北特别发育。目前廊固、霸县、饶阳等凹陷已在本段中发现了工业油层；沙一上段厚200～700米（图3-17），为暗紫红色泥岩夹灰色砂岩，中下部在局部地区夹油页岩、泥灰岩等，底部为砂岩。电阻率曲线基值自下而上由高变低，构成上部和中上部两个次级正旋回。沙一上段与东三段砂岩组成区内“下生上储”油藏的主要储集层，如岔河集油田等。

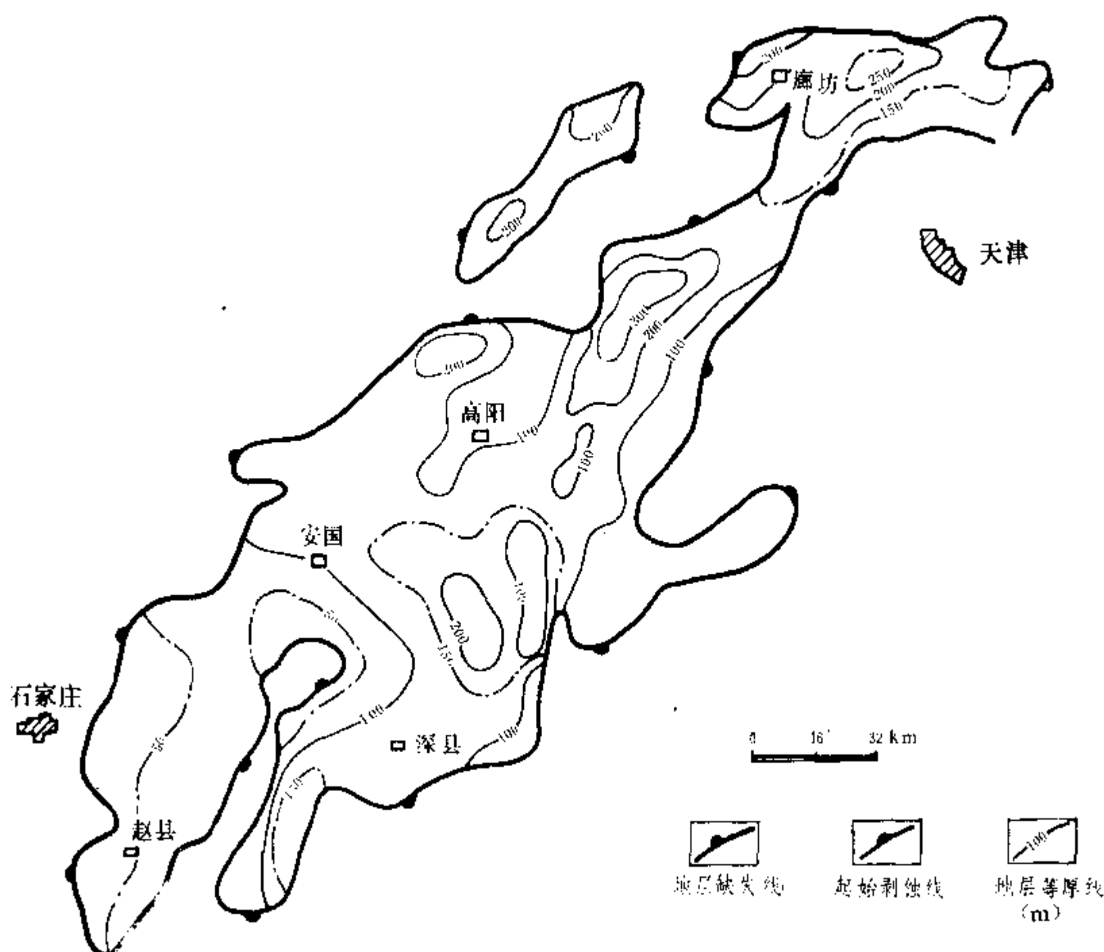


图 3-16　冀中坳陷沙一下段等厚图

沙一段与沙二段的界线划在“特殊岩性段”的底界、“稳定泥岩”或泥膏钙质砂岩的顶界。沙一上段与沙一下段的界线划在“特殊岩性段”顶。

化石组合见图3-10。介形类以小个体壳面光滑型为主，属种繁多，数量丰富；孢粉化石以栎属大于榆属及薄球藻、棒球藻含量高为特征。

重矿物组合在中南部地区沙一段与东营组有明显的界线，沙一段的石榴子石、锆石含量明显增高，磁铁矿含量降低。沙一段与沙二段的重矿物组合没有明显的界线。但在廊固凹陷沙一段的重矿物组合，以高磁铁矿（40%）、高硬绿泥石、低绿帘石（10%）、低石榴子石（15%）、低锆石(4～5%)为特征，与中南部地区恰好相反。

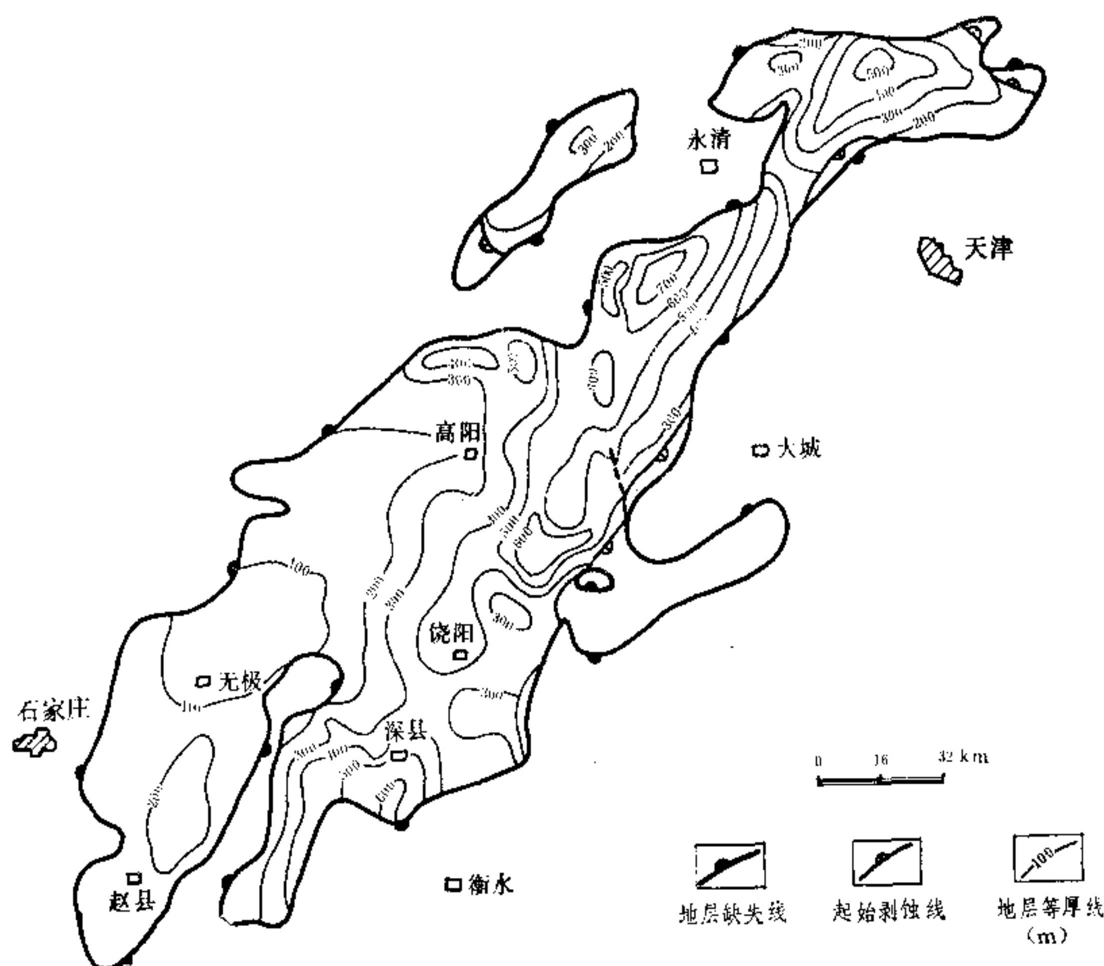


图 3-17 冀中坳陷沙一上段等厚图

沙一段与沙二段有沉积间断，呈平行不整合接触。

(3)东营组

东营组在区内分布广泛，厚0～1500米，一般厚800米左右，为一完整的沉积旋回，岩性上下粗中间细，泥岩的颜色也是上下红中间绿，从而构成了本组的三分性。东三段为紫红色泥岩、砂质泥岩与砂岩不等厚互层，夹碳质泥岩，厚100～700米（图3-18），其砂岩为区内重要储集层；东二段为灰绿色泥岩夹薄层砂岩，含碳质泥岩，局部夹油页岩，富含螺化石；东一段为紫红、棕红色泥岩与砂岩互层，砂层组的自然电位曲线呈反旋回特征。

东二段与东三段的界线在泥岩发育段的底或下部砂岩发育段的顶；东二段上部有一层含螺泥岩，电阻率曲线基值低，出现一个低值“凹兜”。这一岩电标志层以上约30～50米，砂层较为发育，砂层的底就是东一段的底界。

本组化石组合特征清楚，属种多，数量丰富，主要产于东二段。介形类有大个体的壳饰发育的广饶小豆介、冀中似玻璃介及具角华花介等；腹足类以带瘤、带棘的天津螺为特征；孢粉组合中榆属含量大于栎属；藻类中粒面球藻、网面球藻、粒网面球藻含量丰富，轮藻中乌尔姆梅球轮藻大量出现，详见图3-10。

本组不稳定重矿物含量高，磁铁矿含量为55～70%，绿帘石含量为15～20%，角闪石

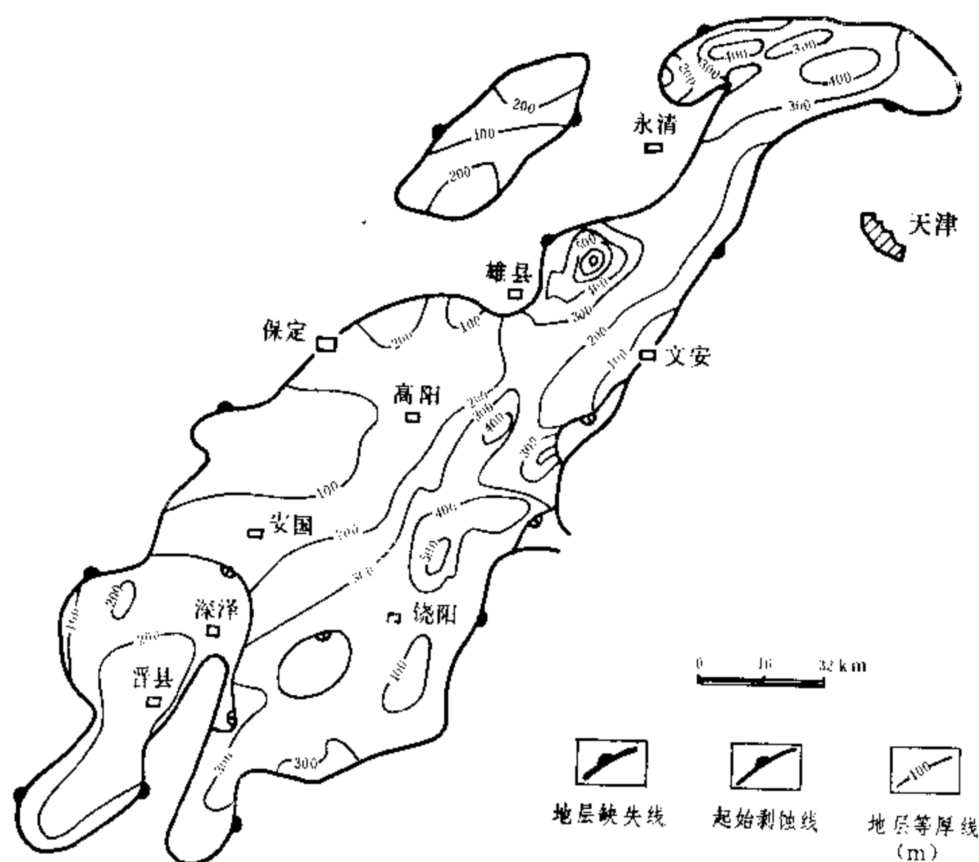


图 3-18 冀中坳陷东三段等厚图

含量为10～20%；而稳定矿物含量较低，石榴子石为5～15%，锆石为3～4%；自生矿物含量更低。

本组与下伏沙河街组的接触关系，在霸县、饶阳凹陷等区可能为连续沉积，在地震反射层上表现为平行连续波。但在构造带顶部或低凸起上可能存在沉积间断，如任丘、雁翎潜山带、高阳、深泽低凸起等。东营组与上覆上第三系馆陶组呈不整合接触。

2．上第三系及第四系

上第三系为河流相泛滥平原沉积，总趋势是南薄(1700～1800米)北厚(2200～2500米)。按古生物及岩性特征又可分为两个组。下部馆陶组，属中新统，为一套河道沉积，进而可分出粗、细、粗三个岩性段，代表一个完整的沉积旋回。顶、底部砂岩段在留路西、深县东等处见到工业油流（图3-10）；上部明化镇组，属上新统，为一套下细上粗的砂泥岩沉积。在凤河营及留路西北部分别见到工业油气流。

上第三系超覆于一切老地层之上，与下伏地层呈不整合接触。底部的石英、燧石砾石层及其阶梯状高电阻率曲线形态、箱状自然电位曲线形态特征是划分上、下第三系的全区性标志。

第四系平原组，在区内广泛分布，为未成岩的黄色粘土质粉、细砂，底部有冲积、洪积砂砾层。厚200～400米，与第三系不整合接触。

第二节　下第三系沉积环境

沉积环境的研究，对评价一个地区的成油条件特别是储集层条件来说，是至为重要的。本书中沉积环境的分类，基本遵照石油工业部石油勘探开发科学研究院关于《中新生界陆相沉积相编图要求》（表3-12）。

表 3-12　冀中坳陷下第三系沉积环境分类表

环　境	亚 环 境	微 环 境
残积带		
坡积带	碎石流 泥石流	
沙　漠	戈壁砾石滩 沙丘 干盐湖	
冲(洪)积	冲（洪）积扇 冲(洪)积平原	扇根、扇中、扇端
河　流	辫状河 顺直河 曲流河	河床、心滩、河漫滩、沼泽、天然堤 河床、边滩、天然堤、决口扇、河漫滩、沼泽、牛轭湖
三角洲	三角洲平原 三角洲前缘 前三角洲	分流河道、天然堤、决口扇、河间沼泽 河口坝、水下河道、支间湾滩、席状砂
湖　泊	盐湖 滨浅湖 水下冲积扇 较深—深湖	 砂滩、坝、生物滩坝、鲕滩、砾石滩 扇根、扇中、扇端 湖泥、浊积砂
滨　海	泻湖	

本区下第三系沉积环境的研究是在大量的地层、古生物、岩矿以及各类物理化学测试基础上进行的。通过对76口井的6940块岩芯的观察以及相应的单井微相分析，结合现代沉积环境的考查资料，建立了八种沉积模式，即碎石流-泥石流、辫状河、曲流河、三角洲、水下扇、滩、坝和浊流。在此基础上，进而开展了分组段的区域沉积环境研究。

本区沉积自早第三纪以来，经历了早期分隔孤立、中期扩大连通和晚期收缩解体三个时期，相应地出现了从半咸水湖、淡水湖到河流的沉积环境变迁。现将各组段沉积环境由老至新分述如下：

一、孔店组

1.沉积背景

孔店组位于下第三系最底部，是在山峦起伏、沟谷纵横、高差悬殊、彼此分隔的古地

形背景下开始沉积的。区域古地貌具有东高西低、东缓西陡的“箕状”特征（图3-12）。

在孢粉组合特征上，榆属多于栎属，且榆属以三孔脊榆和弓背小三孔脊榆为主。另外，喜干旱的麻黄和雪松、罗汉松等热带—亚热带的分子含量高，反映出本期气候干燥的特征。微量元素硼含量高低相间，说明水介质有时较咸。

高差悬殊、复杂多变的地形和干热的气候，决定了孔店沉积期物源多，搬运距离短和沉积物颗粒粗等特点。

2.环境分类

孔店期沉积面积为14570平方公里，以陆上沉积环境为主，湖泊面积（包括淡水湖、干盐湖和泻湖）为2238平方公里，占总面积的15％。

沉积环境可细分为坡积、冲（洪）积扇、河流、淡水湖、干盐湖和泻湖等六种(图3-19)。沉积物的基本特点是红、粗、杂并夹有较多的岩盐、石膏。

(1)坡积带

区内坡积相发育，分布面积2900平方公里，常与冲（洪）积扇共生，可进一步分为碎石流与泥石流沉积。

1）碎石流　主要分布在坳陷内部剥蚀区周围，环绕剥蚀山斜坡呈扇状或带状分布，如牛驼镇南、宁晋东和深县等地区（图3-19），面积1470平方公里。岩性为棕红、灰绿和杂色钙泥质胶结的砾岩、角砾岩，偶夹棕红色含砾含砂质泥岩。砾径大小悬殊，大者达10～20厘米，小者仅1～2毫米，分选极差，排列无序。砾岩层具下粗上细的正韵律，不显层理。砾石成分在剖面上的变化，与物源区剥蚀顺序有关，往往为物源区的“倒影”。

2）泥石流　主要分布在晋县、深泽、任丘和雁南一带。岩性为棕红、紫红色含砾、含钙质泥岩，常与碎石流共生，属一种高密度的重力流沉积物。渗透性极差，渗透率仅10×10^{-8}二次方微米，孔隙度为9.4％。碳酸盐含量可达30％左右，微量元素中硼含量为36～48ppm，为典型的陆上沉积。

(2)冲（洪）积扇

它是坡积环境的继续，主要分布在文安、杨村、保定、定县及武强等地区，面积937平方公里。主要为红色泥岩和杂色砂砾岩沉积，砂砾岩厚度占剖面总厚度的40～90％。显正韵律，岩石成分与结构成熟度均低，分选较差。平面形态为扇状或裙边状。如保定—定县洪积扇裙，由多个洪积扇相连而成，面积达435平方公里。其前缘为洪积平原，接近河道沉积环境，为紫红色泥岩与砂砾岩互层，砂砾岩占剖面总厚的40％；其根部为杂色砾岩夹紫红色泥岩，砂砾岩占剖面总厚的90％以上。

(3)河流

河流环境广泛，在中南部及北端均有分布。岩性为红色泥岩夹砂、砾岩。泥岩占剖面总厚的50％以上。电阻率较高，自然电位幅度一般不大，未见典型的河道沉积。

(4)湖泊

湖泊仅在廊固和霸县地区分布，可进一步分出滨浅湖、较深湖和水下扇等沉积环境。

1）滨浅湖：以灰色泥岩沉积为主，在河西务构造带有45平方公里的砾石滩，砾石成分为古生界石灰岩和喷出岩。砾石滩平行湖岸成带状分布。

2）较深湖：仅见于廊固凹陷。

3）水下扇：主要位于廊固凹陷西侧和桐柏镇断裂下降盘，以及束鹿凹陷东坡和赵兰

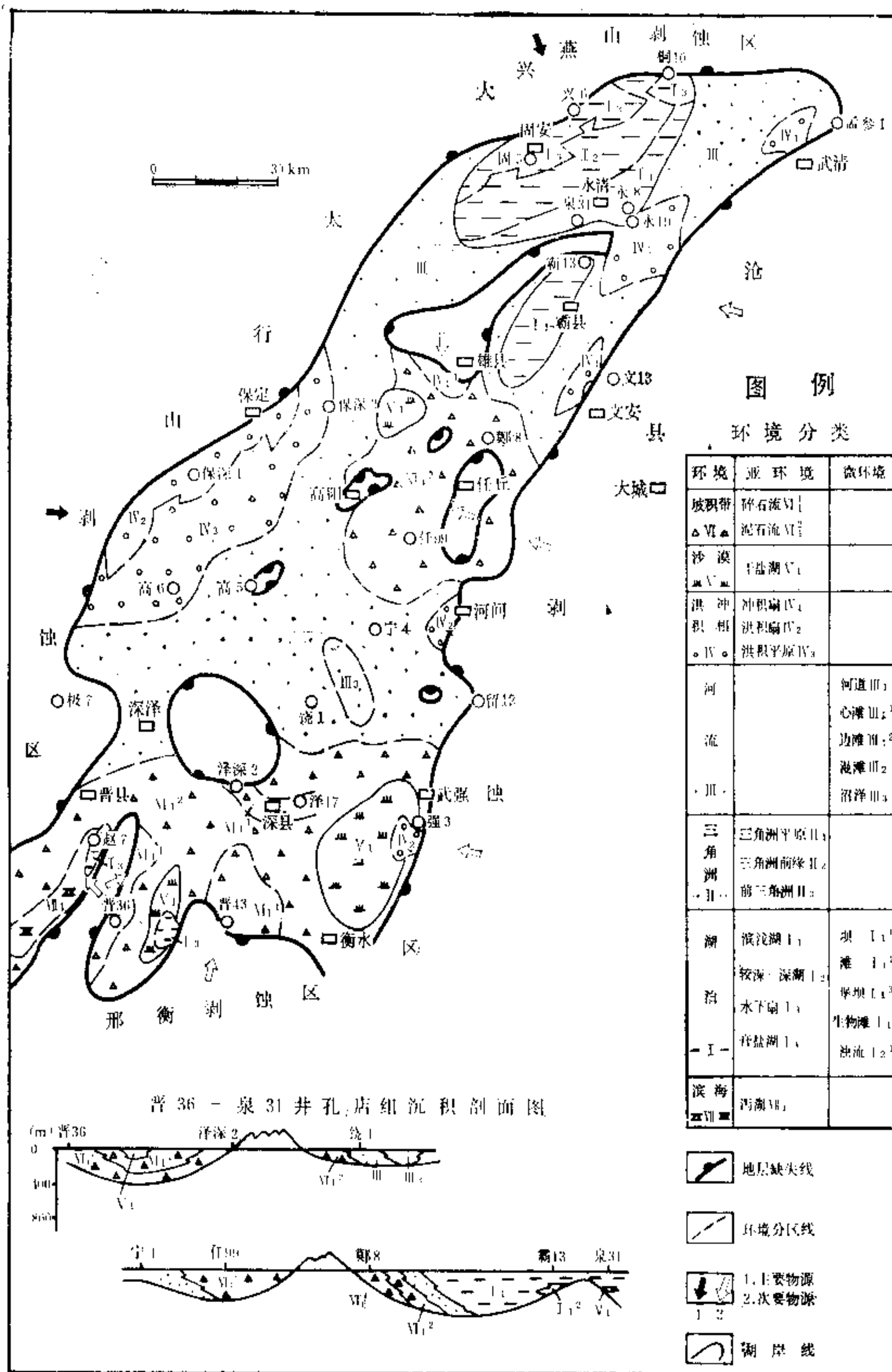


图 3-19 冀中坳陷孔店组沉积环境图

庄等地区，是由间歇性洪水携带大量近源碎屑直接插入湖区而构成的扇形砂体。岩性以砂砾岩夹灰黑色含砂泥岩为主，砂砾岩厚100～400米，占剖面总厚的40～80%，且多呈正韵律。电阻率高，自然电位曲线形态呈平缓到不规则状和桶状。

（5）干盐湖

干盐湖是干旱炎热气候条件下的产物，主要分布在刘李庄、武邑和束鹿等地区。岩性为红色砂泥岩和灰色泥岩夹暗色泥膏岩、膏泥岩、薄层泥灰岩及硬石膏。粒度概率图为三段式，滚动部分小于10%，跳跃部分占60%，斜率40～45°，表明分选中等，湖水波浪作用小。微量元素中硼含量为17～73ppm，硼/镓为2.41，属陆相沉积。在雁118井见有孔虫（盘旋虫和塔旋虫）、圆片虫、甲壳纲、生物碎屑、藻屑等。

（6）泻湖

仅在赵兰庄地区发现。岩性为块状泥质白云岩、泥灰岩夹深灰色泥岩，偶夹粉砂岩与石膏，厚度大于500米。未见动物化石，仅见碳化植物碎屑。微量元素硼含量高达320ppm，平均为164ppm，硼镓比值最高达16，平均为7.8，含硫化氢气。与其连续沉积的沙四段内含较多的有孔虫。推测古湖水盐度最高达14‰。

3.砂体类型

孔店期沉积环境比较复杂，主要砂体类型有碎石流、冲(洪)积扇、水下扇和砾石滩四种。共有曹家务和赵7井等13个砂体，其特征见表3-13。渗透性砂岩在中南部比较发育，详见图3-20。

表 3-13　冀中坳陷孔店组砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度(m)		物性		含油情况
				中心	边部	孔隙度(%)	渗透率$(\times10^{-3}\mu m^2)$	
1	兴6—固5	水下冲积扇	扇裙状	400	100			见油气显示
2	保定—定县	洪积扇裙	扇裙状	1200	800	8.1		
3	赵7井	水下冲积扇	扇状	500	100			获工业油流
4	晋4—36井	碎石流	带状	256	23	7.9	6	局部获高产
5	晋43井	碎石流	掌状	300	20			
6	泽17井	碎石流	椭圆状	387	166			
7	束鹿东坡	水下扇	扇状					
8	武强地区	洪积扇	扇状	500	300			
9	任西—雁翎	碎石流	扇状	250～570	100	11.8	2	刘李庄油田
10	鄚州	碎石流	扇状	210	100			
11	永19井	冲积扇	扇状	＞200	150			
12	永8—20井	滨浅湖砾石滩	带状	200	30			获工业油流
13	曹家务	水下扇	扇状	150				

4.物源方向

由于古地形高差悬殊，因此物源方向也多，主要有10个，其中北部大兴和西部太行山剥蚀区是主要物源区，详见图3-19。

二、沙四段

1.沉积背景

沙四段沉积时期的古地形承袭了孔店期的地形特征，但其高差明显减小，东西分带已

图 3-20 冀中坳陷孔店组渗透砂岩等厚图

具雏型，南北分区也较明显。以容城—雁翎—任丘为界，北区开阔连通，南区分隔闭塞，从而造成了北部以湖泊沉积为主，南部以冲(洪)积和盐湖沉积为主，但其总趋势仍然是东高西低(图3-13)。

热带、亚热带植物比孔店期更为发育，麻黄粉属含量高，栎粉属数量大大超过了榆粉属，单、双束松粉属、雪松粉属含量高，并出现德弗兰藻和小古囊藻，介形类出现南星介组合。微量元素锶硼含量高。这些特征表明水介质有较高的含盐度。

2.环境分类

沙四段沉积总面积为16112平方公里，以陆上环境为主，湖水面积为5952平方公里，仅占总面积的37%。沉积环境可分为坡积带、冲(洪)积扇、河流、三角洲、湖泊、干盐湖和泻湖七种(图3-21)。

(1)坡积带

沙四段沉积期，坳陷内有2230平方公里的残山，主要分布在容城、任丘、深县和肃宁等区。残山遭受剥蚀后在其周围形成了坡积带。按岩性特征可分为两种类型，一种为细而薄的红砂红泥型，以任19井为代表；另一种为粗而厚的红色泥岩、砂砾岩型，以任99井和

图 3-21 冀中坳陷沙四段沉积环境图

西柳1井为代表。

（2）冲(洪)积扇

冲(洪)积扇分布在冲（洪）积平原靠近山区地带，如清苑、定县、无极北等冲(洪)积扇。它们是季节性洪水携带近源碎屑在山谷沟口的快速堆积物，在平面上呈扇状。以无极北冲(洪)积扇为例，其岩性为红色泥岩与灰白色粉细砂岩互层夹砾岩。分选性差，磨圆度低。电阻率曲线呈掌状高阻，自然电位曲线形态近似正三角形。

（3）河流

河流环境区分布在凤河营—侯尚村、文安斜坡和坳陷中部广大地区。除安国—高阳河为源远流长的曲流河外，其余皆为流程短的辫状河。文安斜坡和中区东部河流区以漫滩为主，其河道位置不清。

1)凤河营—侯尚村河流区　为物源近、流程短、堆积快的季节性辫状河流。河道沉积以桐8井为代表，河漫滩沉积以侯6井为代表，岩性以紫红色泥岩夹粉砂岩和泥质粉砂岩为主。沼泽相沉积以兴12井为代表，为暗色泥岩夹碳质页岩沉积，富含碳化植物。

2)安国—高阳河流区　源远流长，地形平坦，碎屑物质供应充足，从安国流向博野，至保深2井处分为两支，一支向北流，另一支向东流至鄚州附近入湖。主要岩性为红色泥岩夹砂岩，砂岩占地层厚度的50%。自然电位曲线形态呈正三角形。该河流造成了中区西部广阔的冲积平原。

3)中区东部及文安斜坡河流区　岩性以红色泥岩夹砂岩为代表，砂岩占地层厚度的20～40%，电阻率值高，尚未发现明确的河道。

（4）三角洲

仅有一个高家堡三角洲，面积为100平方公里，分布于河流入湖口。以新家4井为例，岩性为灰色泥岩夹粉细砂岩，砂岩占地层厚度的28%。井深4501～4370米为河口坝，其上细砂岩与泥岩间互夹碳质泥岩，为三角洲平原沉积，其下渐变为远砂坝及湖泥。自下而上，沉积环境从静水湖泥到远砂坝，过渡到河口坝再过渡到三角洲平原，呈反韵律。砂岩以长石砂岩为主，石英占35～55%，长石占42～59%，岩屑含量小于10%。分选及砂岩成熟度均属中等。微量元素硼镓比平均为4.87，最高达18.8，最低仅0.4。

（5）湖泊

湖泊有廊坊—固安—霸县湖(面积4200平方公里)和西城湖(面积70平方公里)，总面积4270平方公里。以廊坊—固安—霸县湖为例，地貌特征为西陡东缓。中部为牛驼镇水下隆起，其西为廊固凹陷，其东为霸县凹陷。西部大兴断层强烈活动，促使西部发展为沉积中心，形成较深—深湖区，西侧山高岸陡，河流带来的碎屑物直插入湖区形成水下扇；而东岸地势平缓，形成以滩坝为主的沉积(图3-21)。

1)水下扇　主要分布在廊固凹陷西侧和桐柏镇断裂下降盘，是断陷湖盆中较常见的一种密度流沉积。

2)较深—深水湖　主要分布在廊固凹陷西部陡侧，岩性主要为大套暗色泥岩夹石灰岩、泥灰岩和白云质灰岩。泥岩质纯，呈块状，具水平层理，含半咸水指示生物光滑南星介组合，微量元素硼镓比值平均5.06，说明属咸化的半封闭性湖泊。

3)滨浅湖滩坝　廊固湖的东部和牛驼镇水下隆起周围，浅水带宽而缓，波浪作用强烈，形成了滩坝沉积，如河西务—南孟滩坝，已为京344等井的取芯所证实。岩性为暗色

泥岩与砂岩互层，波状层理发育。层内见有较多的虫穴、雨痕等层面构造，夹数层藻白云岩。砂岩颗粒较细，以粉砂为主，分选好、成熟度高，概率图具双跳跃，表明有双向水流。牛驼镇水下隆起西坡也属此环境，如泉16井滩坝，岩性为大套灰色泥岩夹砂岩，砂岩占地层厚度小于25%。自然电位曲线形态呈指状。

（6）干盐湖

干盐湖有武邑盐湖和推测的束鹿盐湖，面积分别为592和356平方公里。岩性为大套红色泥岩夹薄层砂岩及膏盐层。孢粉组合中麻黄含量高达27.5～29.5%，热带、亚热带分子多，栎属大于榆属，说明当时气候干热，蒸发量大。

（7）泻湖

以赵兰庄泻湖为代表，面积904平方公里。自下而上沉积了一套分异十分明显的由碎屑岩到碳酸盐岩、硫酸盐岩和盐岩的旋回层，代表着湖水不断蒸发浓缩的发展过程。生物稀少，孢粉组合中松科和罗汉松科含量较高，为30～35%，麻黄含量为6～8%，栎属大于榆属。含呆板美星介及较多的有孔虫化石。岩石薄片中见有海绿石，推算古盐度为6.4～36‰。

将赵兰庄湖的沉积物与云南三叠系录丰层典型盐湖和国外典型泻湖的沉积物特征进行对比，可以看出它接近于泻湖。

3.砂体类型

沙四段的砂体共有八个，其中河流相砂体有4个，其次是近岸滩砂、水下扇和河口坝。从现有物性资料分析，滩砂体的储油物性最好，产油情况也佳，详见表3-14。渗透砂岩主要分布于坳陷北部(图3-22)。

表 3-14 冀中坳陷沙四段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度 (m)	物性 孔隙度 (%)	物性 渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)	砂岩百分比 (%)	含油情况	物源区
1	凤河营—侯尚村	河流	扇形	200～>600	10～20	<1～79	24～50		燕山
2	兴6井	水下冲积扇	扇形	400～800			40～88		大兴剥蚀区
3	南孟—河西务	浅滩	长椭圆形	50～190	10～36	<1～345 最大达690	24～57	别古庄、南孟油田	
4	高家堡	三角洲河口坝	近三角形	>200	9.23		28～30	新家4井等见油斑显示	
5	牛西	浅滩	椭圆形	400			12～23	见油斑显示	
6	文安	河流	带状	<100			<20		
7	河间	河流	长舌状	100～260			38～62		沧县剥蚀区
8	安国—高阳	河流	带状	50～300			26～50		太行山剥蚀区

4.物源方向

根据重矿物稳定系数、砂岩百分比及岩石粒级分析，可以看出沙四段共有5个物源区，其中北部燕山、西部大兴和太行山是三个主要物源区，其次是东部的沧县和南部的邢衡剥蚀区(图3-21)。

三、沙三段

1.沉积背景

沙三段沉积时期由于受喜山运动影响，古地形发生了较大变化，东西分带异常清晰，

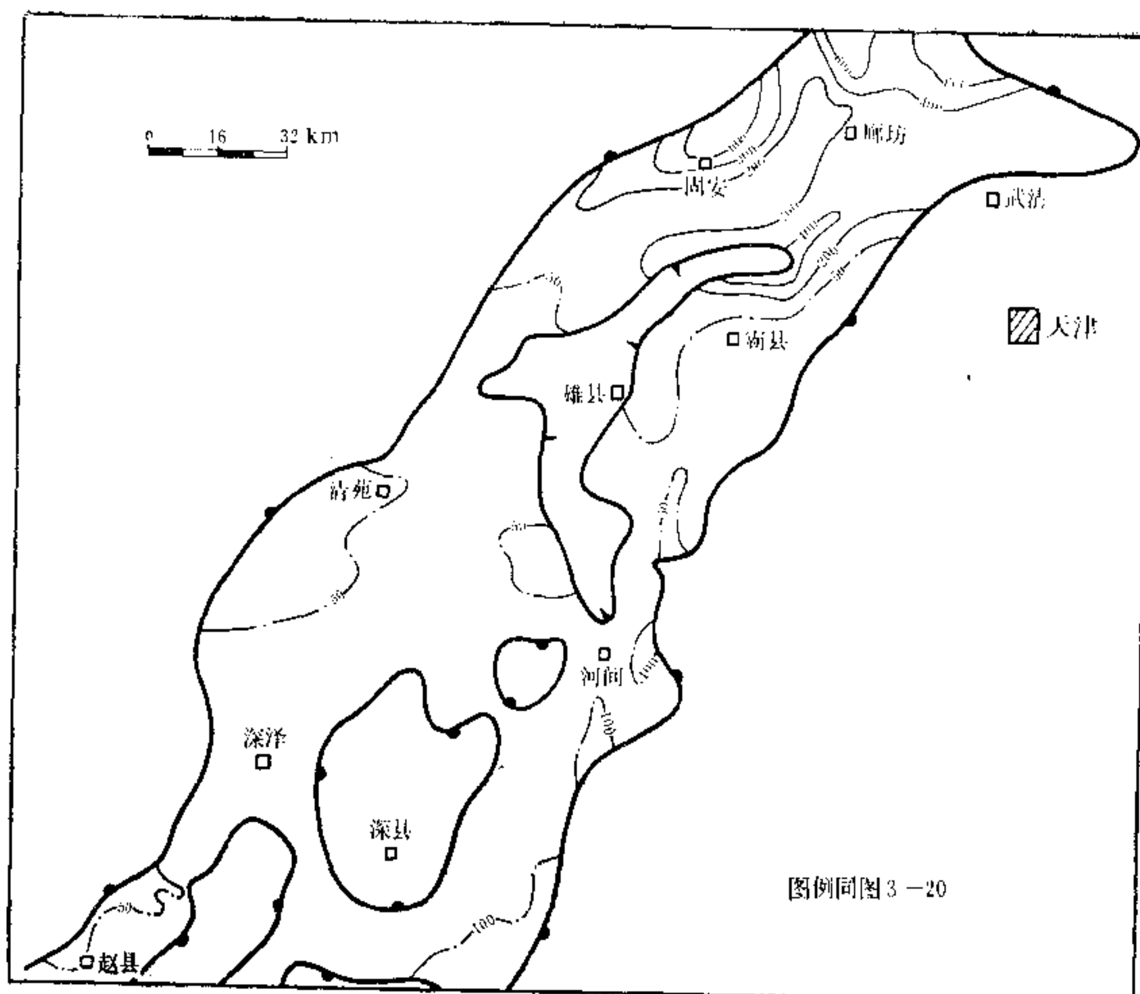


图 3-22 冀中坳陷沙四段渗透砂岩等厚图

整个坳陷被分成三个带，即西部凹陷带、中央隆起带和东部凹陷带。西部凹陷带凹陷狭小而分散，沉降幅度变化大，200(石家庄)～2400米(廊固)；东部凹陷带，凹陷开阔连通，沉降幅度变化不大(图3-14)。

孢粉组合以被子植物为主，但类型单调，栎粉属发育，藻类繁盛，反映出当时是温湿的亚热带气候。介形类化石见有深水型，如鞍状玻璃介、梯形玻璃介和凸腹玻璃介等，说明当时水体连通，水域广阔，在部分地区湖水较深。推算当时湖水盐度一般小于4‰，属淡水湖，但局部地区可能偏咸。

2.环境分类

沙三段沉积时期主要为湖泊环境，其次是河流与冲(洪)积扇。沉积面积为16992平方公里，其中湖泊面积为9264平方公里，占总面积的54.5％(图3-23)。

(1)碎石流与冲(洪)积扇

这两种沉积环境分别分布在束鹿凹陷南缘和牛驼镇凸起南缘，呈扇状或锥状展布。岩性为红色泥岩、含砾泥岩夹砂岩和杂色角砾岩。自然电位曲线形态平直或呈小锯齿状。

(2)河流

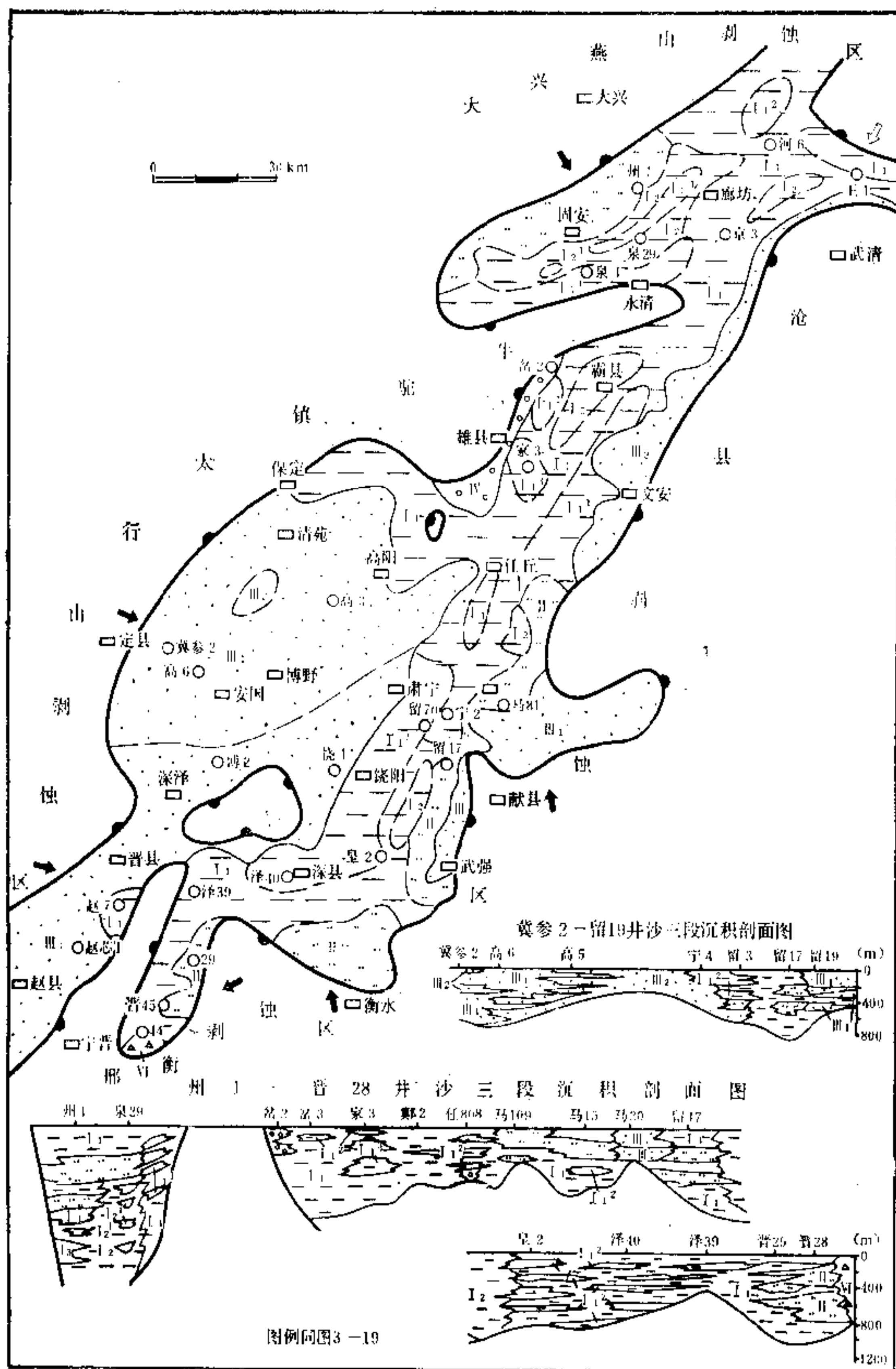


图 3-23 冀中坳陷沙三段沉积环境图

河流分布在西部凹陷带及饶阳凹陷东侧。岩性以红色泥岩和砂岩夹灰绿色泥岩和碳质泥岩为主，砂岩渗透性较好，自然电位曲线形态呈小型桶状或指状。

1)赵兰庄、清苑河流区　岩性以红色泥岩与砂岩为主，自然电位曲线幅度较大，呈桶状、指状。赵芯1井的岩芯分析表明，砂岩均呈正韵律，一般从含砾砂岩到中、细砂岩再到粉砂岩。主要为泥质胶结，胶结物含量在10%左右。磨圆、分选较好，成熟度较高，均为石英长石砂岩和长石石英砂岩。稳定重矿物锆石、石榴子石含量高达85%。砂岩中大型板状交错层理和斜层理异常发育。概率图为两段式，跳跃总体占60～90%，悬浮总体占10～40%。

保定河流区缺岩芯资料，其岩、电特征与赵兰庄河流区相似。

2)河间东—留路河流区　岩性为红色泥岩和砂岩夹灰绿色泥岩和碳质泥岩，自然电位曲线形态呈正三角形、桶状和指状。红色泥岩占泥岩总厚的50%以上，砂岩占地层总厚的40%左右，未发现化石。

(3)三角洲

三角洲主要分布在凹陷的陡翼，有旧州—固安、南马庄、留路—武强、孙虎和束鹿五个三角洲。

1)旧州—固安三角洲　主要发育在沙三中期，分布在廊固凹陷西北侧陡翼，岩性为灰色泥岩与粉、细砂岩互层，砂岩占地层总厚的30%左右。丁州1井剖面见完整的“三层”结构，底积层为深灰色泥岩，含螺和介形虫，自然电位曲线平直；前积层覆于底积层之上，呈反韵律粒序，从粉砂岩到中细砂岩，自然电位曲线形态呈倒三角形；顶积层为灰色泥岩夹碳质泥岩，见水平层理及大型斜层理，砂体平面形态呈朵叶状。

2)南马庄、留路—武强、孙虎和束鹿三角洲区　南马庄油田就位于南马庄三角洲区。在马109、马205井岩芯中可观察到完整的三角洲沉积层序。

留路—武强、孙虎和束鹿三角洲的剖面层序与南马庄三角洲十分相似。底积层中富含华北介和渤海藻、副渤海藻化石，顶积层在留401井取芯中也得到证实。前积结构在地震剖面中反映明显。

(4)湖泊

沙三段沉积时期湖水水域宽广、水体连通，深度较大。深水湖区沿东部凹陷带（包括廊固凹陷）陡翼呈串珠状排列，滨浅湖位于凹陷缓翼。暗色泥岩分布广泛，有机质丰富，是坳陷内的主要生油层。

1)滨浅湖　整个东部凹陷带，除凹陷陡翼一侧为较深湖区外，广大地区均为滨浅湖环境。其特点是：

第一，皆为灰绿色泥岩与砂岩互层，间夹红色泥岩，泥岩单层厚度均大于砂岩，红色泥岩厚度占泥岩总厚的20%以下；第二，大都夹有油页岩、碳酸盐岩和生物鲕粒灰岩、藻云岩等特殊岩类，尤其是霸县凹陷以南生物鲕粒灰岩和藻云岩类较为发育，宁4井生物灰岩含量高达19%；第三，主要分布在凹陷缓翼斜坡上；第四，自然电位曲线形态呈指状，并发育有丰富的介形类化石，主要为浅水型的华北介。

滨、浅湖地区广泛发育有砂滩和砂坝，现分区叙述如下：

牛北斜坡砂坝区，岩性为灰色泥岩、钙质页岩与厚层砂岩。

高家堡堡坝砂区，为灰、深灰色泥岩、盐岩和砂岩。砂岩单层厚度最大可达50米左

右，沉积层序从下而上为深灰色页岩、盐岩、块状砂岩、深灰色泥岩到膏泥岩。家3井岩芯在粉、细砂岩中，富含炭屑。具波状、透镜状、水平状和波状交错层理。层理由炭屑组成，说明水动力弱。概率图为具有双跳跃的两段式，跳跃总体占70%左右。堡坝砂体呈北西—南东走向。

文安滩、坝砂区，岩性为灰绿、灰色泥岩和砂岩夹紫红色泥岩，自然电位曲线形态呈倒三角形和指状。砂坝走向与岸线平行。粒度概率图大多具双跳跃两段式，跳跃总体占70%。

大王庄—深县滩、坝砂区，位于饶阳凹陷西翼斜坡上，为灰、灰绿色泥岩与砂岩互层，夹油页岩、碳酸盐岩、生物灰岩和藻云岩层，自然电位曲线形态多呈指状。砂体平面形态呈椭圆状，平行岸线分布，剖面上为透镜状。此外，在任丘—大王庄—深县一带，在沙三上、下部还发育有生物滩沉积。岩性为一套含鲕砂屑灰岩、藻云岩和泥岩间互层，碳酸盐岩厚度20～50米，大王庄留70—39井渗透性碳酸盐岩最厚达39.5米，是良好的储集层，已获得高产油流。在留西—武强一带尚有泥晶碳酸盐岩发育。

2)较深—深水湖　主要分布在东部凹陷带包括廊固凹陷在内的各凹陷陡侧，计有廊固、武清、霸县、饶阳北和饶阳南五个湖区。除廊固和霸县湖外，其余三个湖尚属推测。岩性多为灰—深灰色块状泥岩，局部夹砂岩或浊积岩。含较多鞍状玻璃介、凸腹玻璃介和卵圆湖花介等深水型介形类化石。从泉29井取芯，证实了较深—深水湖区的存在。

3.砂体类型

沙三段共发育有四种类型十三个砂体(表3-15)。河流成因的砂体主要分布在西部凹陷带；三角洲成因的砂体主要分布在箕状凹陷的陡翼；滩坝砂体分布在箕状凹陷缓翼；浊积岩砂体分布在廊固凹陷的较深湖泊中。四类砂体均已获得工业油流。渗透砂岩在全区广泛分布(图3-24)。

4.物源方向

根据重矿物中的稳定矿物含量、薄片中的岩块含量、砂岩百分比含量以及粒级分布，结合砂体面积的大小和走向，确定出了西部大兴、太行山、东部沧县、南部邢衡剥蚀区为主要四大物源区，刘村—深泽、牛驼镇及北部燕山剥蚀区为三个次要物源区(图3-23)。

四、沙二段

1.沉积背景

沙二段沉积时期为早第三纪湖盆扩展期中的一次水退期，但仍承袭了沙三期的古地形特征，依然存在东西分带和南北分区现象。西部进一步抬高，高差一般为100～250米；东部低平开阔，高差一般为200～400米；北区古地形陡峻，高差一般为300～500米，最大达700米；南区平缓，高差一般仅200～300米。牛驼镇剥蚀区与大兴剥蚀区相连，把廊固凹陷截成东西两部分；深泽剥蚀区与藁城、无极剥蚀区相连，导致沙二段在深泽、定县—石家庄地区缺失(图3-15)。

生活在陆相小盆地内的褶皱藻属、麻黄粉属大量出现，生活在滨浅湖地带的济南土星介、椭圆拱星介也比较发育，这就表明古气候较干热。微量元素硼含量小于100ppm，硼/镓比值为3，推算古盐度为0.3～5‰，仅局部大于4‰，说明湖水普遍较浅而淡，仅局部地区较咸。

2.环境分类

表 3-15 冀中坳陷沙三段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度(m)		物性		砂岩百分比	含油情况		物源区	备注
				中心	边部	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	(%)	中心	边部		
1	旧州—固安	三角洲	朵叶状	400	200	23/42①	57/8①	20～40	显示	显示	大兴剥蚀区	物性用固2井资料
2	中岔口—柳泉	坝砂	椭圆状	200	50	27.4/27	635/27	20～30	高产	工业油流	大兴剥蚀区	物性用泉4井资料
3	曹家务	浊积岩	椭圆状	200	100	17.5/17	38/17	20～30	工业油流	工业油流	大兴剥蚀区	物性用泉29井资料
4	高家堡	堡坝	椭圆状	100	50	19.3/13	14/13	30～50	工业油流	显示	牛驼镇剥蚀区	物性用家3井资料
5	文安	滩坝砂	椭圆状	150		18.0	76	30～40	显示		沧县剥蚀区	物性用文1井资料
6	南马庄	三角洲	朵叶状	100～150	21～71	24/77	99/77	30～60	工业油流	显示	沧县剥蚀区	物性用马205井资料
7	河间东—留路	河流	扇形	290	38～100	23/1	146/1	30～50			沧县剥蚀区	物性用马17井资料
8	留路—武强	三角洲	朵叶状	360	135	18.0	109	30～50	工业油流	显示	沧县剥蚀区	物性用留401井资料
9	孙虎	三角洲	朵叶状	259	68			30～40	显示	显示	邢衡剥蚀区	
10	大王庄—深泽	滩砂	椭圆形	148	30～56	17.3	122	30～40	显示	工业油流	邢衡剥蚀区	
11	荆丘	三角洲	朵叶状	268	66～105			30～40	工业油流	显示	邢衡剥蚀区	
12	赵兰庄	河流	扇形	150	50	22.1/242	24/242	50～60		工业油流	太行山剥蚀区	
13	消苑	河流	扇形	250	150			50～60			太行山剥蚀区	

①分母为样品数。

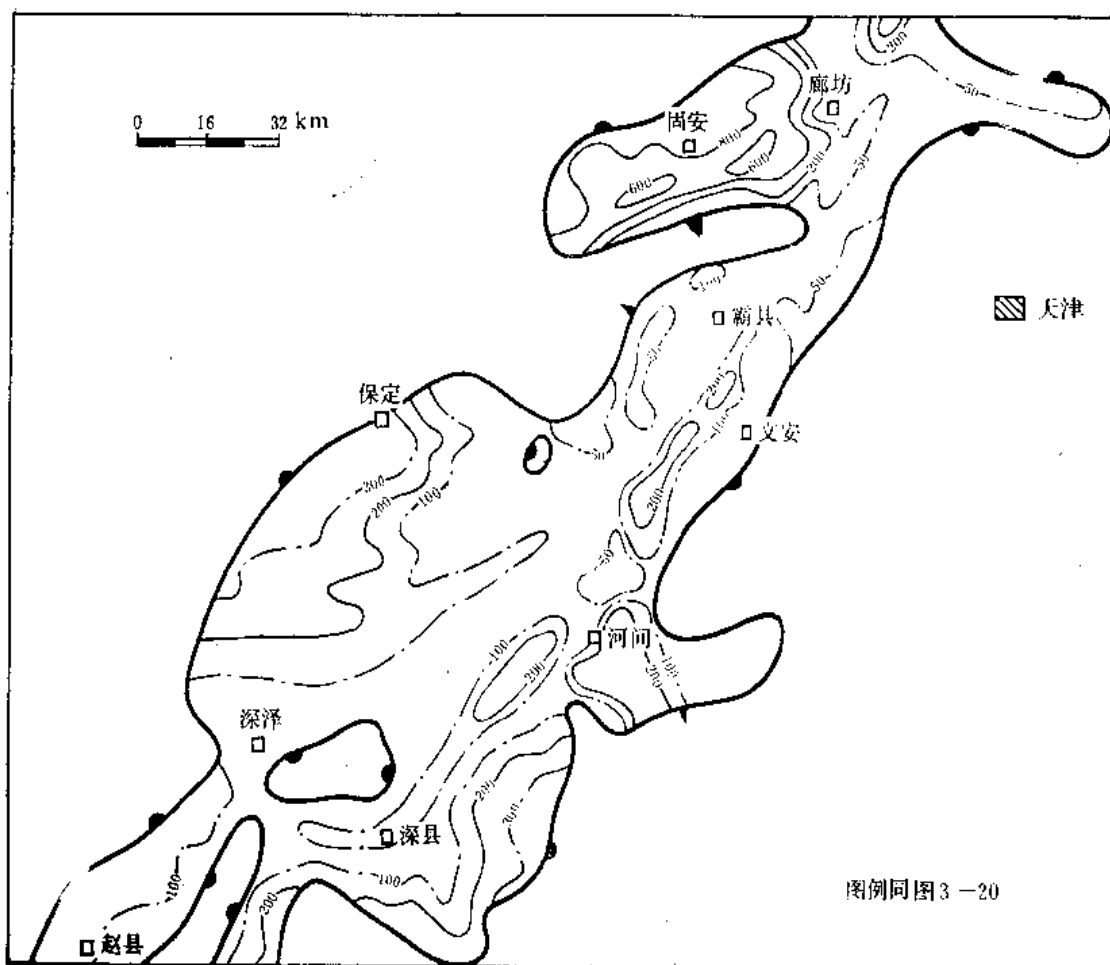


图 3-24 冀中坳陷沙三段渗透砂岩等厚图

沙二段时期的沉积面积为14240平方公里，其中湖泊面积为5488平方公里，占总面积的38.5%。湖泊中以滨浅湖环境占优势，陆上以河流环境为主，详见图3-25。

（1）冲积扇

主要分布在杨村斜坡和王家务地区，沿沧县剥蚀区边缘呈裙边状分布，岩性主要为红色泥岩和砂砾岩，砂砾岩占剖面厚度的40～50%。孟参1井以砾岩为主至王家务地区以红色含砾泥岩为主，再向西到京26井地区，则以红色泥岩和砂岩为主，反映出随着与沧县剥蚀区距离的增大，岩石粒径逐渐变细。

（2）河流

主要分布在岔河集、牛南、清苑—深县—赵县、留路—武强、固安和侯尚村--葛渔城六个地区。

1)岔河集和牛南河流区 主要位于霸县凹陷与牛驼镇凸起东南侧相连的地带。岩性主要为紫红色泥岩、粉细砂岩和砂砾岩，并夹少量石膏，未见动植物化石。具明显的正韵律，韵律层底部均与下伏粉砂岩或泥岩呈突变或冲刷接触。泥岩中见泥裂，砾岩中砾石呈定向排列，砂岩具不明显交错层理；泥质粉砂岩和粉砂质泥岩中呈不规则波状层理和变形层理等。

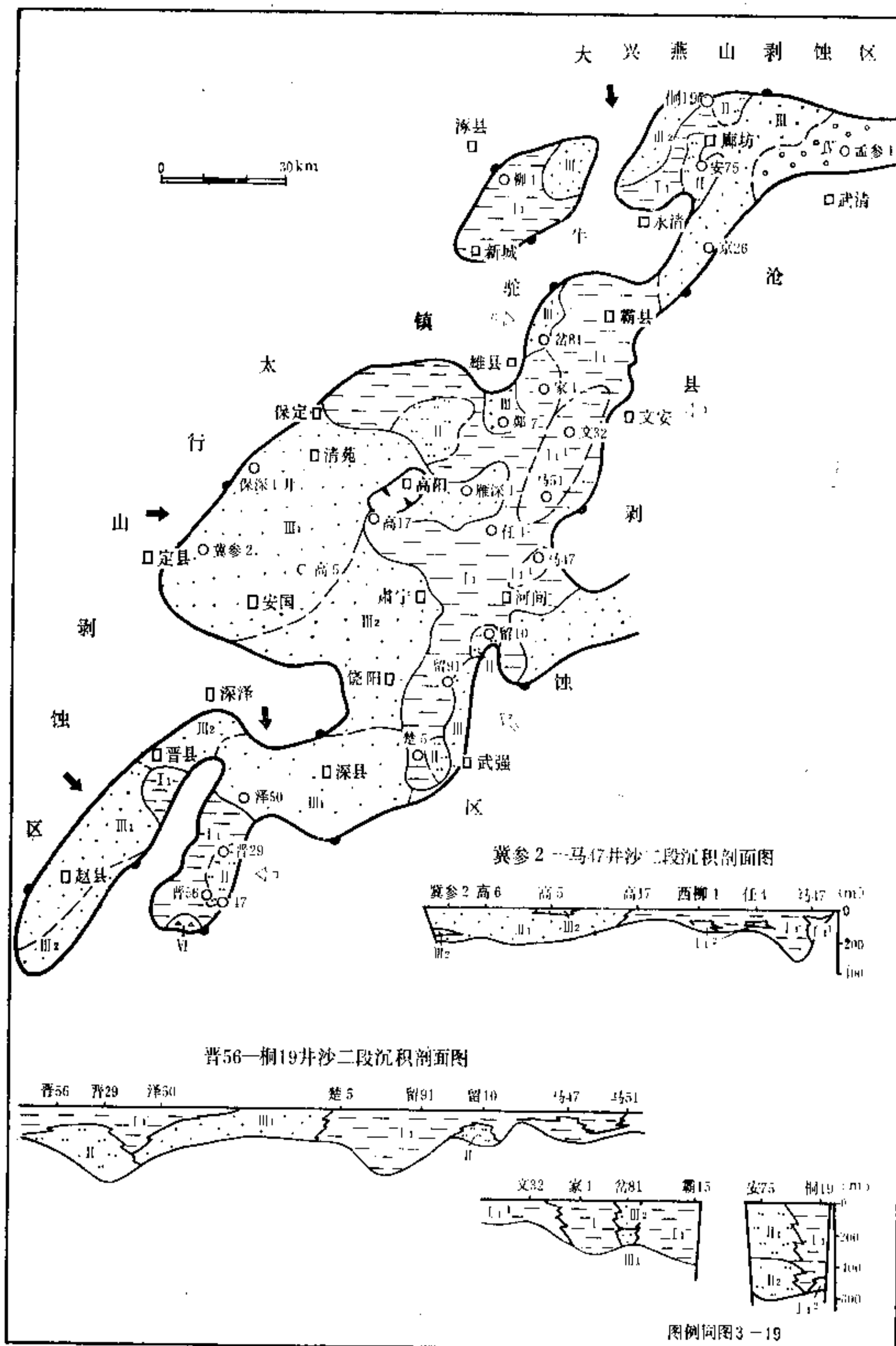


图 3-25 冀中坳陷沙二段沉积环境图

粒度概率图反映出两个特点：其一，正粒序沉积，由河道到漫滩，河道跳跃总体占60～70%，斜率35～45°，分选中等，漫滩分选变差；其二，滚动和跳跃总体混合成一条缓斜线，表明有河床滞留沉积，这些正是近物源、快速堆积的反映。自然电位曲线形态呈指状和正三角形。砂体平面分布呈舌状与岸线斜交，剖面上呈底凸顶平的透镜状。

2)清苑一深县一赵县河流区　该河流区占据了整个西部凹陷带，并越过高阳低凸起，伸向饶阳凹陷西缘，是本层最大的物源供给渠道，除肃宁一饶阳和晋县地区以河漫滩沉积为主外，其余地区均为河道沉积。岩性为紫红色泥岩与灰色砂岩。砂岩占剖面总厚的40～70%，红色泥岩占泥岩总厚的80%以上。自然电位曲线形态呈桶形、正三角形及指状。桶形是河床砂岩顶底突变接触的反映；正三角形是正韵律砂岩渗透性由下而上逐渐变差的反映，指状形态是砂体由定向水流沿某一河道沉积而后改道的反映。

3)留路一武强和固安、侯尚村一葛渔城河流区　基本上与上述河流区相似，不同之处是灰绿色泥岩增多，且含较多碳质泥岩，说明普遍存在着沼泽环境。

(3)三角洲

沙二段沉积时期，湖盆收缩变浅，物源丰富，地形平缓，这种古地理背景对三角洲的形成极为有利。形成了侯尚村一柳泉、刘李庄、留路、武强和荆丘等三角洲。岩性主要为灰、深灰色泥岩与灰色粉细砂岩和紫红色泥岩互层。沉积层序具有明显的三角洲底积、前积和顶积的“三层结构”。

但荆丘三角洲还有其自己的特点：

第一，三角洲顶积层为咸水盐湖沉积物，除泥岩外尚有泥灰岩、泥膏岩和盐岩沉积；第二，三角洲生长方向近于垂直湖岸线，相带窄、规模小、变化快；第三，前缘砂多次叠加、累计厚度大，最大可达442米，一般厚250米，占剖面总厚的35%以上；第四，砂岩成熟度较高，以岩屑长石石英砂岩和长石石英砂岩为主，岩块含量＜10.4%，普遍含石榴子石。

(4)湖泊

沙二段沉积时期湖泊面积为5488平方公里，主要分布在中区，南、北两区分布零星。绝大多数属滨浅湖环境，其中以中区的霸县一饶阳湖最大。

1)霸县一饶阳滨浅湖　岩性以暗色泥岩为主，夹暗棕红色泥岩和钙质粉细砂岩，偶夹油页岩与薄层碳酸盐岩。发育有文安一南马庄砂坝区和河间北砂坝区。

文安一南马庄砂坝区：岩性组合为一套灰、灰绿色泥岩与灰白色砂岩不等厚互层，砂岩含量占剖面总厚的30～50%。颗粒细，分选较好。主要为长石砂岩，石英含量在50%左右，属中等成熟度。自然电位曲线形态呈桶形、指状、倒三角形。

2)柳河营、廊坊、束鹿和赵兰庄滨浅湖区　北区两个湖，富含碳质泥岩，说明湖泊向沼泽转化；南区两个湖，湖水浓缩，束鹿凹陷于末期已变成干盐湖。

(5)干盐湖

沙二段沉积晚期湖水咸化，在高家堡一鄚州和束鹿凹陷南端形成了两个干盐湖。高家堡一鄚州盐湖沉积了一套石膏与膏泥岩间互层。束鹿凹陷南端盐湖主要为油页岩、碳酸盐岩、硫酸盐岩和盐岩的间互层，盐膏层累计厚度达15米，属典型盐湖沉积。

3.砂体类型

沙二段共发育有河流、三角洲和堡坝三种类型的11个砂体，其中以河流成因砂体为主，其特征见表3-16。渗透砂岩主要分布于保定及廊固地区(图3-26)。

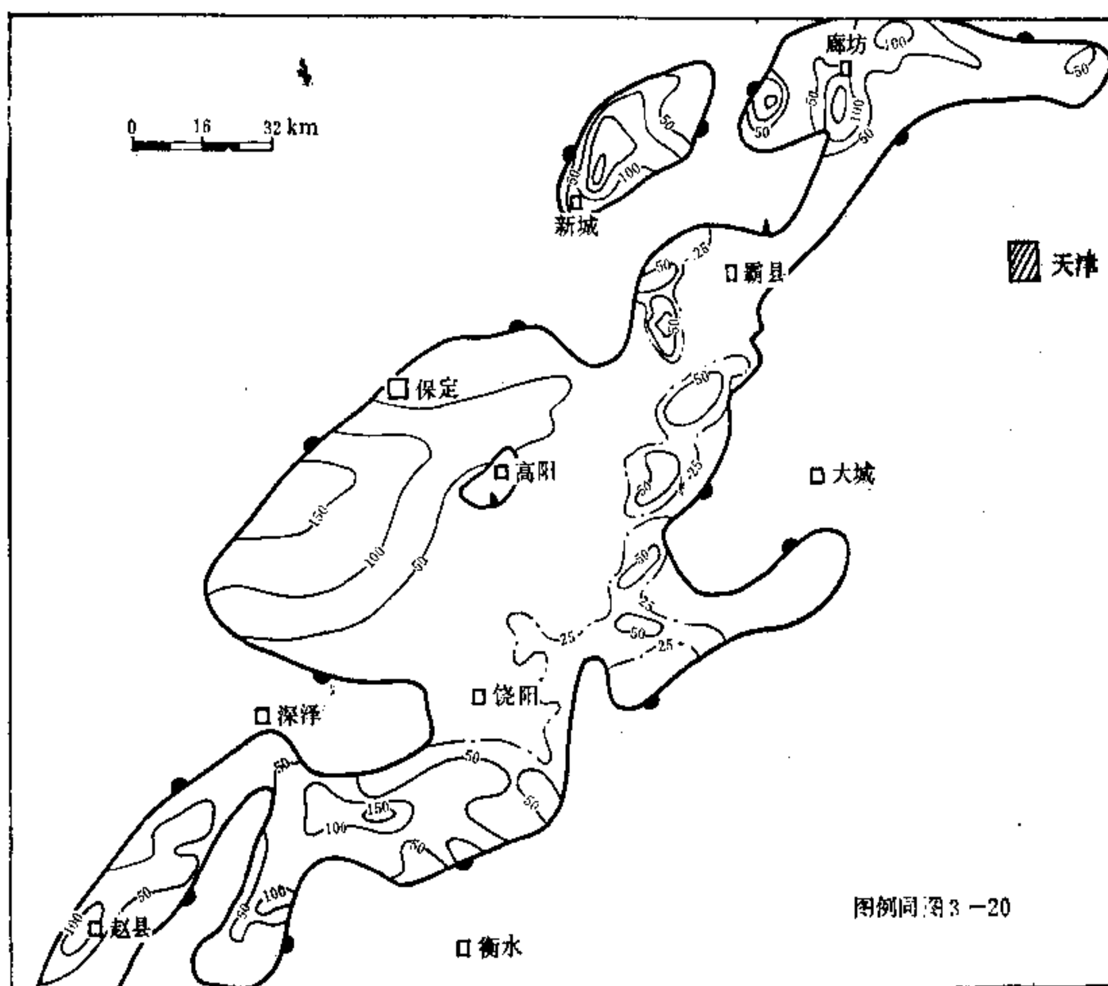


图 3-26 冀中坳陷沙二段渗透砂岩等厚图

表 3-16 冀中坳陷沙二段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度		物性		含油情况	物源区
				中心	边部	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)		
1	清苑	河流	扇形	181	25	22.3			太行山剥蚀区
2	深县	河流	扇形	140	50	20	8	获工业油流	太行山剥蚀区
3	赵县	河流	长椭圆	100	50				太行山剥蚀区
4	固安	河流	扇形	150	50				大兴剥蚀区
5	岔河集	河流	扇形	75	25				牛驼镇剥蚀区
6	侯尚村—柳泉	三角洲	扇形	140	50	14	17	获工业油流	沧县剥蚀区
7	刘李庄	三角洲	朵叶状	80	50			获工业油流	太行山剥蚀区
8	留路	三角洲	朵叶状	64	28				沧县剥蚀区
9	武强	三角洲	朵叶状	80	50	20.7	59	见油斑显示	沧县剥蚀区
10	文安—南马庄	砂坝	长椭圆	118	40	21.3	77	获工业油流	沧县剥蚀区
11	荆丘	三角洲	朵叶状		50	18	72	获工业油流	邢衡剥蚀区

4.物源方向

沙二段沉积时期的主要物源区有西侧的太行山和北侧的大兴剥蚀区，次要物源区有东侧的沧县、南侧的邢衡以及中部的牛驼镇等剥蚀区(图3-25)。

五、沙一下段

1.沉积背景

沙一下段沉积时期古地形平坦，高差一般小于200米，是早第三纪沉积最稳定时期(图3-16)。

孢粉组合中松属和栎属比较发育，麻黄粉属、枫香粉属和无患子粉属等有一定数量且连续出现，属于亚热带温暖气候。介形类富含在浅水生活的具刺湖花介及在较深水环境生活的大西营介、中华玻璃介，还有在微咸一半咸水沉积环境中生活的华花介等，水生藻类发育。上述化石组合特征说明当时湖水不仅偏浅而且偏咸。在岔81井、文32井等五口井中发现有有孔虫化石。

2.环境分类

沙一下时期沉积面积达18730平方公里，其中湖水面积10885平方公里，占总沉积面积的58%，这个时期是坳陷中早第三纪沉积范围和湖水面积最大的时期。陆上以河流环境为主，湖泊中以滨浅湖环境为主(图3-27)。地形平坦、陆源碎屑少、湖水清澈、生物繁茂、多滩坝、生物藻沉积，是本期的主要特点。

(1)冲(洪)积扇

仅分布在北部固安地区，为紫红色泥岩、杂色砾岩、含砾砂岩和砂岩互层。砾石成分以石英为主，胶结疏松，分选差。近物源区的固9井砾石多，粒径达3～10毫米；而远离物源区的固8井砾石少且小，粒径一般为1～2毫米。自然电位曲线形态呈正三角形和指状，电阻率值较高且显正韵律。

(2)河流

主要分布在北部及西南部。

1)北部河流区　较为明显的是葛渔城河道区，其余以漫滩为主，仅见较小的河道，沼泽相在新城一带较发育。

河道沉积为灰绿色含砾砂岩、砂岩与泥岩互层，砂质岩占剖面总厚的51～56%，颗粒为次棱角状至次圆状，砾石成分以燧石、石英为主，呈下粗上细正韵律。自然电位曲线形态以正三角形为主，其次为指状和桶形。

漫滩沉积为杂色泥岩、砂质泥岩、砂岩、粉砂岩；沼泽相沉积主要为泥岩与碳质泥岩不等厚互层，并夹灰色粉砂岩。

2)西南河流区　主要分布在定县、安国、无极和晋县地区。明显的河道区在安国一带，为砂、泥岩互层，自然电位曲线形态为典型的桶形和正三角形；漫滩沉积以赵5井为代表，为暗棕红色泥岩夹浅灰绿色粉细砂岩和薄层泥质粉砂岩。

(3)三角洲

仅分布在饶阳凹陷的西斜坡博野—肃宁一带，受定县方向物源区的控制，垂向上具明显的"三层"结构，在平面上相应的也可分为三个部分。

1)三角洲平原　分布在博野一带，其特征与河流相似，自然电位曲线形态多为正三角形和桶形。

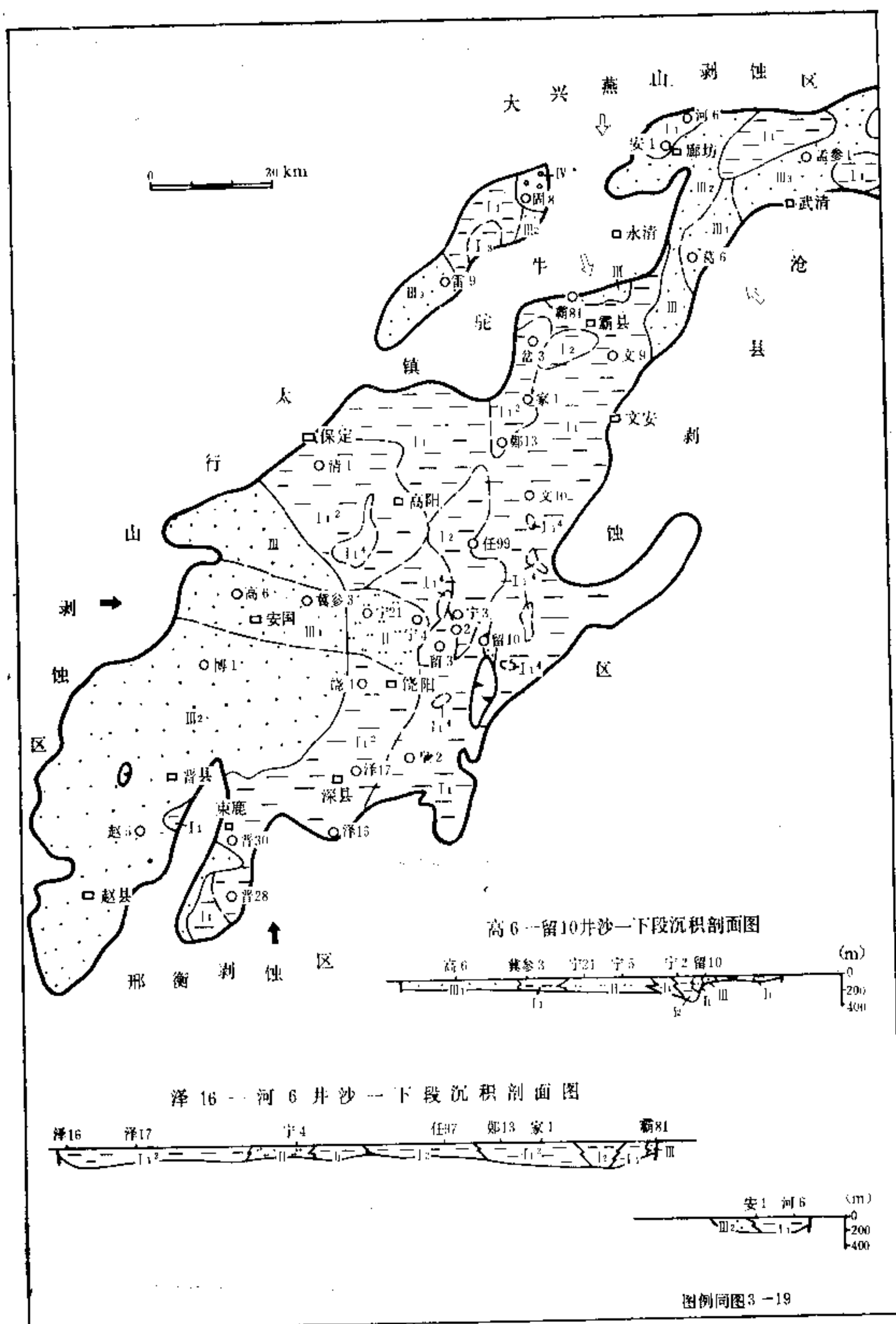


图 3-27 冀中坳陷沙一下段沉积环境图

2)三角洲前缘　分布在宁21井一宁4井一带。以宁21井为代表，岩性为灰色泥岩及灰白色砂岩夹泥岩，构成两个反韵律层，前者为三角洲泥，后者为三角洲前缘砂。

前缘砂中夹有薄层生物灰岩，具滨、浅湖的特征。砂体延展至宁4井变细，石英含量变高，达80～95%。含有具刺薄球藻(3.3～7.8%)和少量的毛球藻等浅水生物。

3)前三角洲　主要为暗色泥岩和粉砂质泥岩，在地震剖面上，相应层段中也见前积结构。

(4)湖泊

沙一下段沉积时期滨浅湖发育，其面积达9680平方公里，占湖泊总面积的92.3%，是这一时期的主要沉积环境。

1)滨浅湖　在北部廊固地区呈孤立的小面积出现，而在中、南部则为大面积分布（图3-27)。在岸线附近的斜坡和水下隆起周边，广泛发育有各种砂滩、生物碎屑、鲕砂滩和生物滩。它们共同的特点是：暗色泥岩、油页岩与生物鲕灰岩和砂岩互层；富含浅水生物，如棒球藻、具刺湖花介等；水平层理、波状和透镜状层理发育，常见鲕粒及表鲕。所有这些均表明本期为动荡的浅水环境。

2)较深湖　仅分布在霸县附近和任丘西到宁3井一带，是湖盆水体波基面以下较深的部位，属弱还原环境。岩性组合为深灰一灰黑色泥岩与油页岩互层，偶夹薄层砂岩与碳酸盐岩。富含生活在较深水环境的介形类如大西营介、中华玻璃介等。是沉积生油岩的良好环境(图5-20)。

3)水下扇　仅分布在固安凹陷，主要为由灰色泥岩与杂色砾岩、含砾砂岩组成的正韵律层。雷1井粒度最粗，砂砾岩厚度占剖面的70%。自然电位曲线形态呈桶形或指状，未见生物化石。

3.砂体类型

由于沙一下段沉积时期主要为湖泊环境，陆源碎屑贫乏，形成的砂体数量少，规模小(图3-28)，共计有滩、水下扇、三角洲、河道砂和冲(洪)积扇等九个砂体。其特征详见表3-17。

表 3-17　冀中坳陷沙一下段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度(m)		物性		含油情况	
				中心	边部	孔隙度(%)	渗透率($1\times10^{-3}\mu m^2$)	中心	边部
1	博野一肃宁	三角洲	长扇形	50～90	30～40	18～24		低产油流	工业油流
2	高阳	滩	椭圆形	53～42	19～30			工业油流	工业油流
3	深县	滩	椭圆形	47～85	22～46	10～20	<1～54		工业油流
4	晋28井	滩	椭圆形	60～80	40～60			油斑	
5	葛渔城	河道	长梯形	60～87	40～60				
6	岔河集	滩	椭圆形	40～60	25～40	9～15.4	<1～11	获工业油流	
7	雷1井	水下扇	扇形	60～70	45～60				
8	固8井	冲(洪)积扇	扇形	50～60	45～50				
9	安国	河道	长椭圆形	80～110	40～60				

4.物源方向

沙一下段沉积时期碎屑物主要来自西南方向的太行山和邢衡剥蚀区，其次是沧县、牛

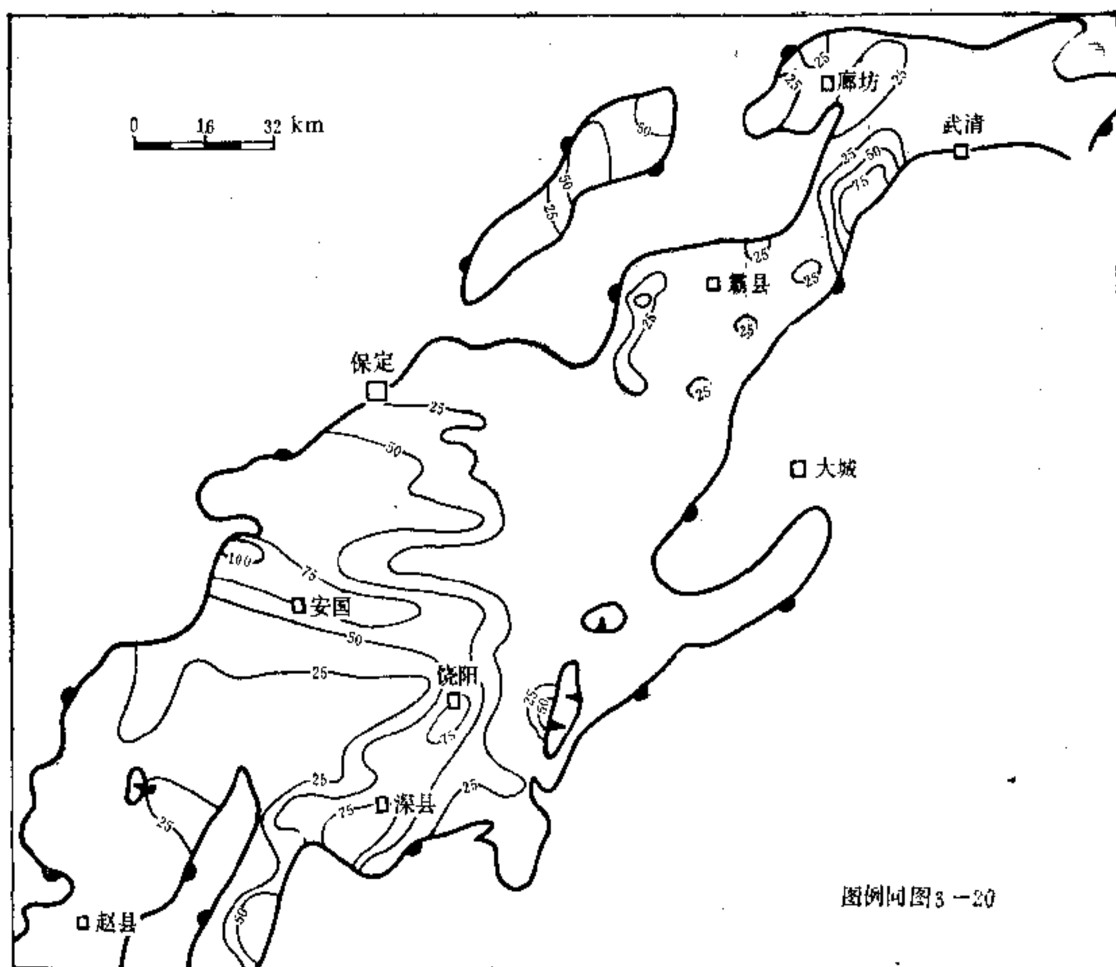


图 3-28 冀中坳陷沙一下段渗透砂岩等厚图

驼镇和大兴剥蚀区。详见图3-27。

六、沙一上段

1.沉积背景

沙一上段沉积时期，由于西部太行山抬升加快，霸县与饶阳凹陷急剧下沉，坳陷呈现出西高东低的古地形特征。区内湖泊环境全部收缩到坳陷中区(图3-29)。

该段沉积时期化石稀少，孢粉组合中栎属和榆属含量相近。反映出是由热带—亚热带的潮湿气候向温带干燥气候过渡。

2.环境分类

沙一上段为水退式沉积，以河流环境为主，其次是湖泊与三角洲(图3-29)。

(1)河流

坳陷西南部及东北部均为河流沉积环境。较大的河流有晋县、深泽、博野—饶阳和文安河等。

1)河道 主要分布在安国—博野、栾城—晋县、深泽—饶阳和文安一带。以深泽—饶阳河道为例，岩性为红色砂、泥岩。砂层发育，且多含砾，呈厚层状或块状，含植物茎及炭屑。呈正韵律，底部具冲刷面，占地层总厚度的50%以上。砂岩以细粒为主，粒度概率

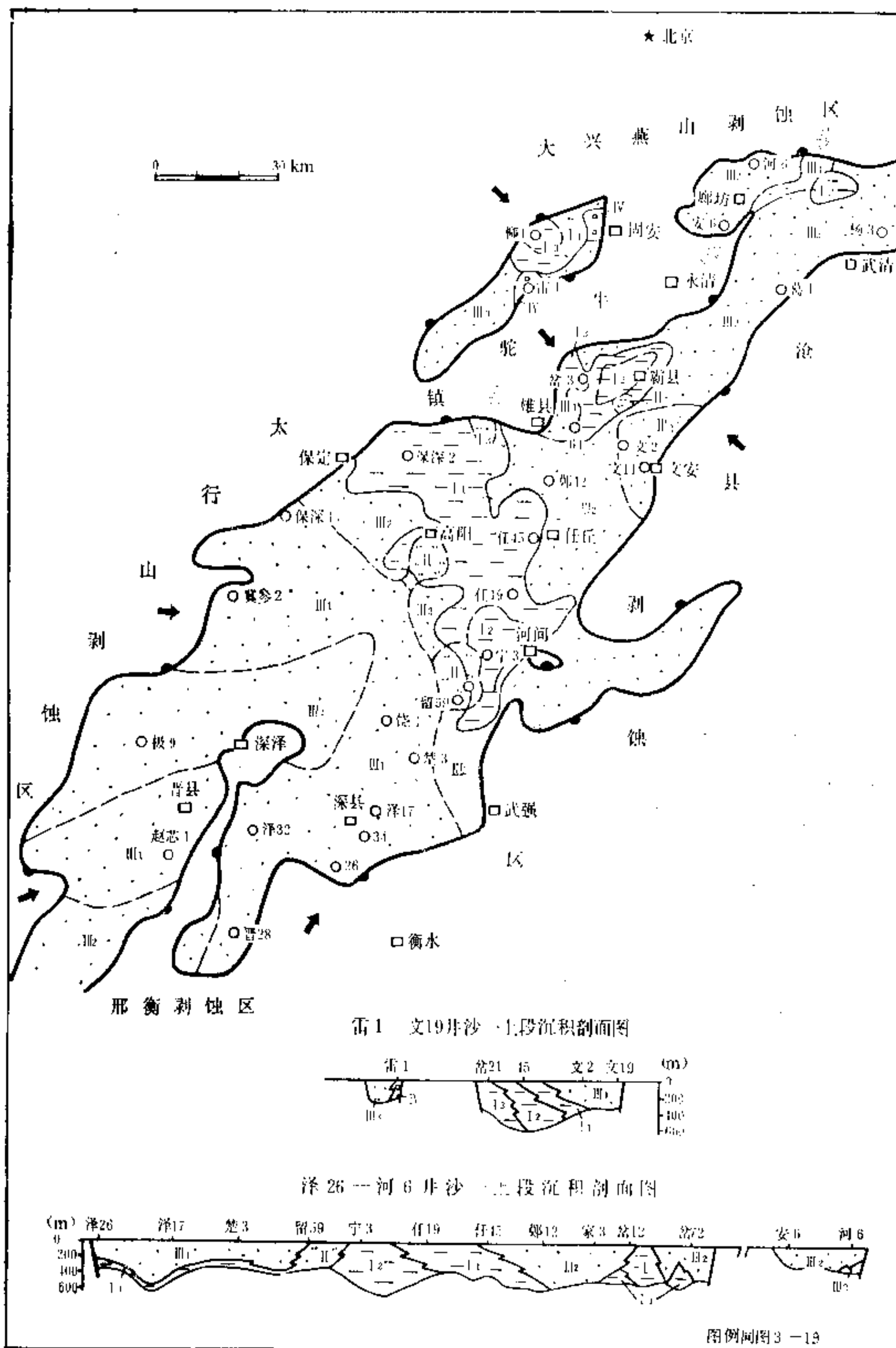


图 3-29 冀中坳陷沙一上段沉积环境图

图多数呈两段式，缺少或很少滚动部分，跳跃总体占60～75%，斜率为50～61°，悬浮总体占20～35%。细截点在2.75～3.25φ之间，说明为单向水流的曲流河道沉积。其它河道岩性特征类似，不再赘述。

2)漫滩　这是与河道伴生的一种沉积环境。岩性以棕红色泥岩为主，夹薄层粉细砂岩。分布于河道两侧如无极、鄚州和葛渔城等地。属强氧化环境，化石稀少，含少许炭屑和立生植物根。

3)沼泽　面积较大的沼泽，主要分布在雷3井一带。岩性为灰、灰绿色泥岩夹碳质泥岩及薄煤层。表明为植物繁茂的沼泽环境。

(2)三角洲

沙一上段沉积时期的水退式沉积，为建设性三角洲形成的良好条件。主要发育有肃宁、高阳和文安等三角洲。砂岩占地层厚度一般为15～35%，渗透性较好。沉积剖面具有三分性，自下而上，由细到粗，由泥岩为主到以砂岩为主，再到砂、泥岩互层或泥岩夹砂岩，泥岩颜色由深灰色到灰绿色再到红色。

1)三角洲平原　岩性为红色砂泥岩，常夹碳质泥岩，含植物茎和炭屑，砂层具有较好的渗透性。

2)三角洲前缘　岩性为灰绿、灰色泥岩与砂岩互层。砂层的自然电位曲线形态呈桶形、倒三角形和指状，主要为粉细砂岩。含真蛳及浅蛳，粒间孔洞占3～5%，岩屑含量较低，为5～10%。粒度概率图中悬浮总体占40～60%，跳跃总体占60～40%，具双跳跃,表明有双向波浪作用。常夹薄层湖相泥岩、泥灰岩和白云岩。

3)前三角洲　岩性为灰、灰绿色泥岩和砂质泥岩，自然电位曲线形态平直，电阻率值较低，属弱还原—还原环境沉积物。

(3)湖泊

沙一上段沉积早期湖泊范围还有一定的规模，但随着湖盆的收缩，最后所剩残余湖泊面积仅2910平方公里。可进一步细分为滨浅湖、较深—深水湖和水下扇三种环境。

1)滨浅湖　主要分布在任丘、雁翎一带，西区主要为棕褐、深灰绿色泥岩与浅灰绿色砂岩、粉砂岩互层，下部夹薄层生物灰岩，自然电位曲线形态呈指状；东区主要为棕、灰色泥岩夹薄层粉、细砂岩，自然电位曲线形态平直到呈小锯齿状。砂层底部见有虫穴，具波状层理。粒度概率图为两段式，跳跃总体占60%，悬浮总体占20～40%，无滚动部分。反映了生物繁盛，波浪作用较强，水体动荡的沉积环境。

2)较深—深水湖　主要分布在饶阳凹陷中心宁2井附近。岩性为灰—灰黑色泥岩夹薄层油页岩、石灰岩和钙质粉砂岩。生物稀少，自然电位曲线平直。

3)水下扇　水下扇是单断凹陷湖盆中较常见的一种沉积，往往分布在凹陷的陡翼。如安新、岔河集和柳1井等地区。岩性变化较大，砂层在底部的粒度概率图为浊积型图式，表明以悬浮搬运为主；在中上部，粒度概率图具双跳跃段，表明有波浪作用。砂层的C—M图，点子集中在河流沉积模式图的PQ和QR段内，表明带有牵引流性质。

3.砂体类型

沙一上段沉积时期砂岩比较发育(图3-30)，总计有九大砂体，其中以河道砂体为主。目前已在河道、三角洲和水下扇砂体中发现油气田(藏)，详见表3-18。

4.物源方向

沙一上段物源来自四面八方，主要物源区为太行山、邢衡、沧县、大兴和牛驼镇剥蚀区；其次是燕山、容城、永清剥蚀区(图3-29)。

表 3-18 冀中坳陷沙一上段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度 (m)	物性 孔隙度 (%)	物性 渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	含油情况	物源区
1	博野	河道	长扇形	60～152			砂体下部获工业油流	太行山剥蚀区
2	晋县	河道	舌形	70～135			砂体中上部获工业油流	太行山剥蚀区
3	深县	河道	拉长的扇形	100～285	16～23	490～493	中上部获工业油流	新河剥蚀区
4	文安	河道	长扇形	100～170			中部获工业油流	大城剥蚀区
5	柳1井	水下冲积扇	扇形	85～111				太行山剥蚀区
6	安新	水下冲积扇	扇形	60～120				容城剥蚀区
7	沧3井	水下冲积扇	舌形	100～170	20～30	296～3948	扇中见油层	牛驼镇剥蚀区
8	高23井	三角洲	似扇形	50～90				深泽剥蚀区
9	肃宁	三角洲	扇形	50～70			前缘见油层	新河剥蚀区

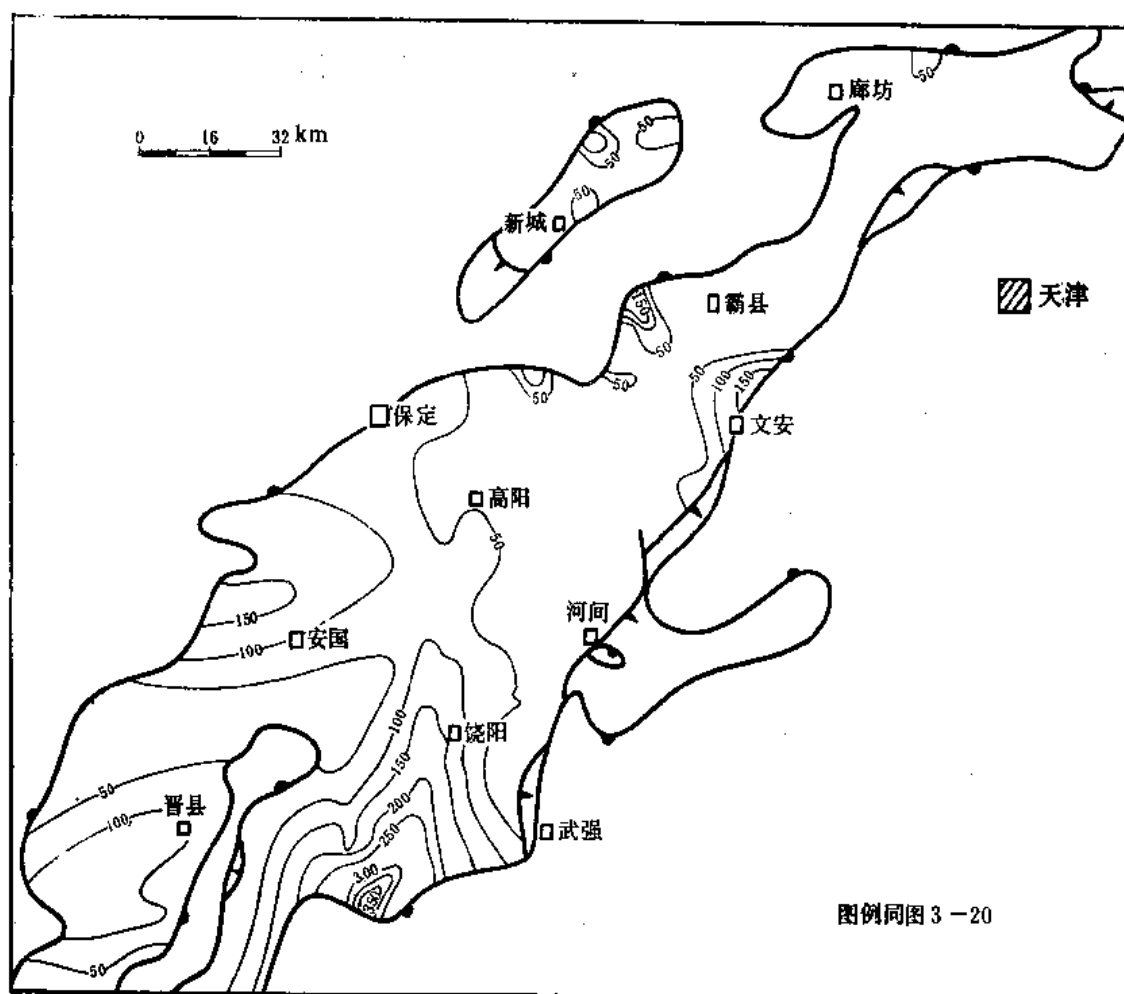


图 3-30 冀中坳陷沙一上段渗透砂岩等厚图

七、东三段

1.沉积背景

东营组是在承袭了沙一上段沉积特点的基础上发育起来的一套水退式碎屑岩沉积。由于西部太行山和北部燕山山区上升以及东部沧县隆起西侧加速沉降，使本区西高东低、北高南低的古地形更趋明显，与孔店期古地形截然相反。

东三段沉积时期，全区河网遍布，沼泽成群，尤以中区为甚。沿任丘一雁翎、八里庄一留路一带仍然可见沙一上段沉积时期湖泊的痕迹，凹凸不平的湖底将湖盆分割成星点状雁行式排列的湖沼洼地。

根据东三段地层等厚图(图3-18)，按0～200米、200～400米和大于400米的厚度将古地形分成斜坡带、水下隆起和带状洼地三个地貌单元。斜坡带主要分布在高阳一深泽和文安地区；水下隆起分布在任丘一雁翎及深县东等区；带状洼地主要分布在廊坊一霸县一饶阳一深县南一带。

孢粉组合中，榆粉属多于栎粉属，网面、粒面和粒网面球藻发育，反映出温带气候特征。

2.环境分类

东三段沉积时期以河流沉积环境为主，其面积达12930平方公里，占总沉积面积的92.8%，湖盆范围仅1030平方公里。

(1)河流

河流沉积主要分布在固安、廊坊、安新一高阳一肃宁、岔河集一鄚州、文安一南马庄和无极一深县一饶阳等地区。河流环境可进一步细分为河道、河漫滩、沼泽和决口扇（图3-31)。

1)河道　河道沉积多以心滩或边滩沉积为主。分布于太行山前的柳泉一廊坊、清苑一博野和无极一深县，燕山山前的河西务、牛驼镇岛南侧的岔河集、安新以及沧县剥蚀区西侧的文安和孙虎一留楚等地区。

心滩沉积是上游河道沉积的主要组成部分，平面上呈长条形或舌形，以冀参3、岔67和泽47井为代表。具有前积及垂向加积特点，岩性由砾岩、砾状砂岩和砂岩组成，间夹薄层泥岩。生物稀少，仅见零星炭屑和植物碎屑。自然电位曲线形态呈桶状。心滩砂体在剖面上多呈对称的透镜体状，砂体中间粗而厚，两侧细且薄，如岔67井河道砂厚达137米，向两侧的岔21井和岔1井砂层分别减少到49米和41米。自然电位曲线形态为高梳状与正三角形间互状。

边滩是中下游河道沉积的一个重要部分，砂体呈指状延伸，与湖岸近于直交，以岔61井、高3井和泽芯1井为代表，具有前积及侧向加积特征，岩性为含砾(多为泥砾)砂岩、粗一中粒砂岩夹粉砂岩和泥岩。富含植物化石和炭屑，并见零星螺蚌碎片。自然电位曲线形态呈大幅度正三角形。以取芯井岔61井为例，下部为薄层含砾砂岩、厚层砂岩和粉砂岩与灰绿、棕红色泥岩组成正韵律，向上逐渐变为灰绿、棕红色泥岩与薄层细、粉砂岩不等厚互层。粒度概率图为两段式，跳跃总体为70～75%，粒度中值平均为0.136毫米。分选系数为1.5，岩石类型以岩屑长石砂岩为主。

2)河漫滩　分布在河道两侧，由洪水泛滥淤积而成，在泛滥平原内广泛发育。砂体呈长条形，平行于河道分布。如鄚1井和马13井砂体。

高5—留8井东三段沉积剖面图

泽13 — 河6井东三段沉积剖面图

图例同图3-19

图 3-31 冀中坳陷东三段沉积环境图

3)沼泽　在冲积平原的低洼区沿湖岸周边分布，岔19井最为典型。岩性为灰黑、灰绿色厚层泥岩夹薄层粉砂岩。富含有机质和植物化石，自然电位曲线平直，电阻率曲线形态为低平小锯齿状。

4)决口扇　由于河床快速沉积，使河床高于漫滩，汛期天然堤决口，洪水冲入漫滩洼地，而在决口处堆积起来的一套粗碎屑沉积，主要分布在广泛发育的河漫滩地区(图3-31)。

(2)湖泊

湖泊沉积有武清、霸县、任丘—雁翎、八里庄—留路和河间等五个湖区，主要沿主断裂下降盘分布，呈不规则椭圆形—半圆形。按成因可分为残留湖和新生湖两类。前者由沙一段时期的湖盆萎缩干枯而成，范围窄小，水体浅，如任丘—雁翎湖，沉积厚度一般为150～200米，红色泥岩厚度平均占泥岩总厚的45.5%；后者是大型的新生湖盆，由断层强烈沉降形成，如河间湖水体具有一定规模，沉积厚度可达400～500米，沿岸发育着规则分布的滩砂和水下河道。

滨浅湖区主要分布在任丘—雁翎地区。如任14井区，岩性为暗色泥岩、油页岩夹薄层粉、细砂岩。地层厚415米；砂岩占地层厚度20%以下，砂岩粒级细，分选磨圆好，但致密砂岩占65%以上，渗透性较差；水下隆起顶部红色泥岩和渗透砂岩逐渐增多；砂体呈长条形，沿古隆起顶部及两侧分布。

滨浅湖环境中的滩砂，主要分布在河间湖区，如马17井区，岩性以暗色泥岩（少量红色）、碳质页岩和油页岩夹薄层粉细砂岩为主。砂岩以透镜体分布于泥岩之中，自然电位曲线形态为指状。砂体呈长条状，平行湖岸分布，长4公里，宽1～1.5公里。不同时期砂体的空间位置，由老至新，由湖岸向湖心有规律的推移。砂岩成熟度较高，以长石石英砂岩为主。储集层物性较好，平均孔隙度为18.6%，渗透率达152×10^{-3}二次方微米。

3.砂体类型

东三段砂岩发育(图3-32)，共计有十一个砂体，以河道砂为主，包括心滩和边滩砂，主要分布在坳陷的边缘或山前带的广大冲积平原上和牛驼镇岛的南缘。滩砂主要分布在任丘、河间、八里庄—留路湖区。详见表3-19。

表3-19　冀中坳陷东三段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度 (m)	砂岩百分比 (%)	物性		含油情况	物源区
						孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)		
1	河西务	心滩	舌状	62～132	22～39				宝坻剥蚀区
2	柳泉—廊坊	心滩	长条形	60～128	26～52				太行山剥蚀区
3	岔河集	边滩、心滩	舌状	32～70	>30	25～27	770	砂体中部获高产油流	牛驼镇剥蚀区
4	安新	边滩	扇状	27～55	27～48				牛驼镇剥蚀区
5	清苑—博野	边滩	朵状	45～86	40～60	20～25		砂体中部获工业油流	太行山剥蚀区
6	无极—深县	边滩、心滩	长条形	100～215	>50				太行山剥蚀区
7	孔虎—留楚	心滩	长舌状	170～210	>50	19～26	178～428	砂体中部获高产油流	沧县剥蚀区
8	文安	边滩、心滩	扇形	20～80	8～44			砂体边部获工业油流	沧县剥蚀区
9	任丘	滩砂	椭圆形	28～60	>20	15.7	20		
10	河间	滩砂	半圆形	43～85	30	18～20	138～229	获工业油流	
11	留路	滩砂	半圆形	61～94	30～40				

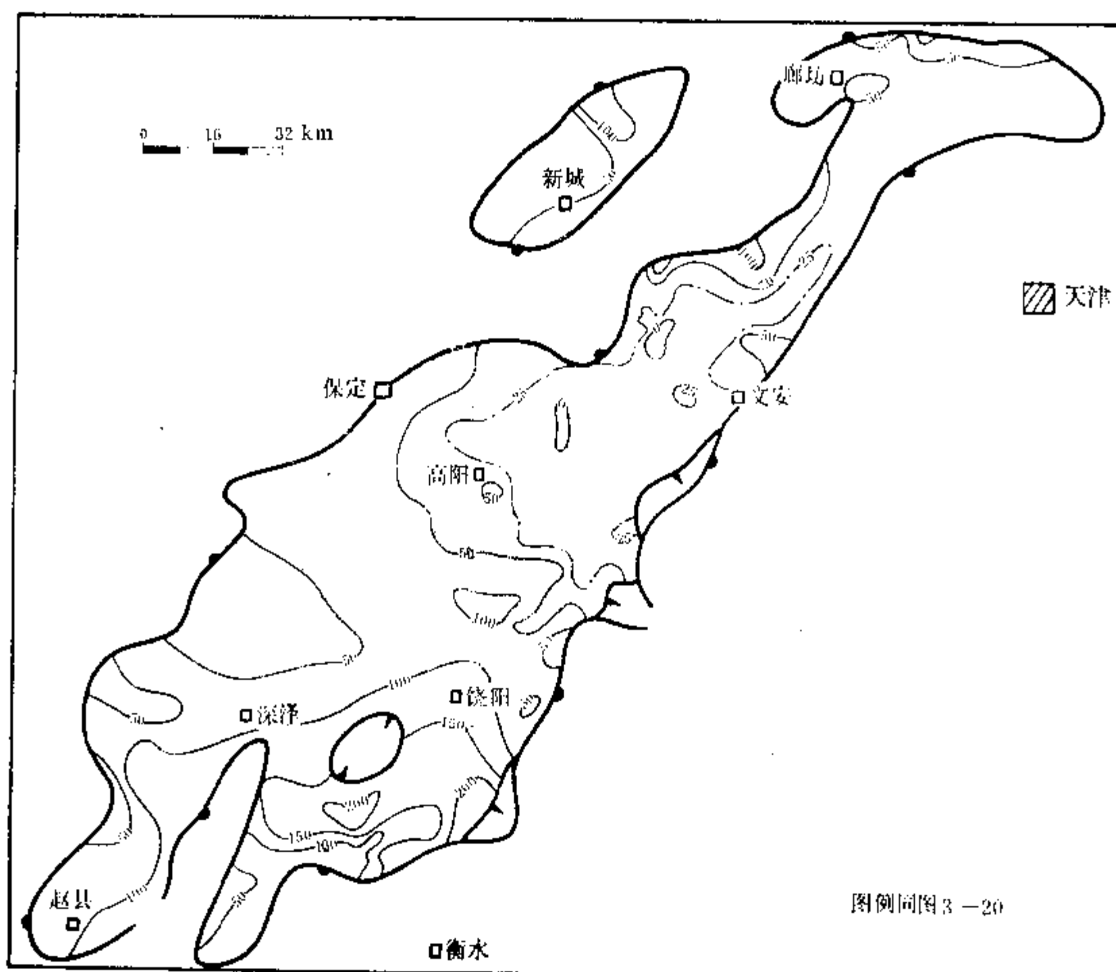


图 3-32 冀中坳陷东三段渗透砂岩等厚图

4.物源方向

东三段沉积时期，冀中坳陷不仅四周为山地、隆起所包围，而且中间还为牛驼镇和宁晋岛所分隔。物源除来自周围隆起区外，尚有内部物源。全区共有三个主要物源区和两个次要物源区，详见图3-31。

八、东二段

1.沉积背景

东二段沉积时期，坳陷处于早第三纪水退末期，湖水面积很小。古地形仍呈现出“西高东低”的特征。根据地层厚度、分布特征等可将古地貌分成丘陵区、斜坡带和带状洼地三个单元。

东二段沉积时期，西部太行山隆起北部牛驼镇凸起和南部宁晋凸起不断抬升进而连为一体，并相应发育了定县—博野、清苑—高阳和深县—饶阳三条主要河流，详见图3-33。

东部湖、沼沉积区内生物种属繁多，螺蚌化石广布，介形类特别是壳饰复杂、带瘤、带脊的东营介、华花介高度发展。腹足类中天津螺最发育，藻类中粒面球藻、网面球藻等繁盛，达到早第三纪最高峰，孢粉组合中榆粉属（以波形榆粉为主）发育稳定，并多于栎粉属。另外，陆生乔木及草本植物也较为发育，组成了森林草原的植被景观，反映了北亚热带的温湿气候。

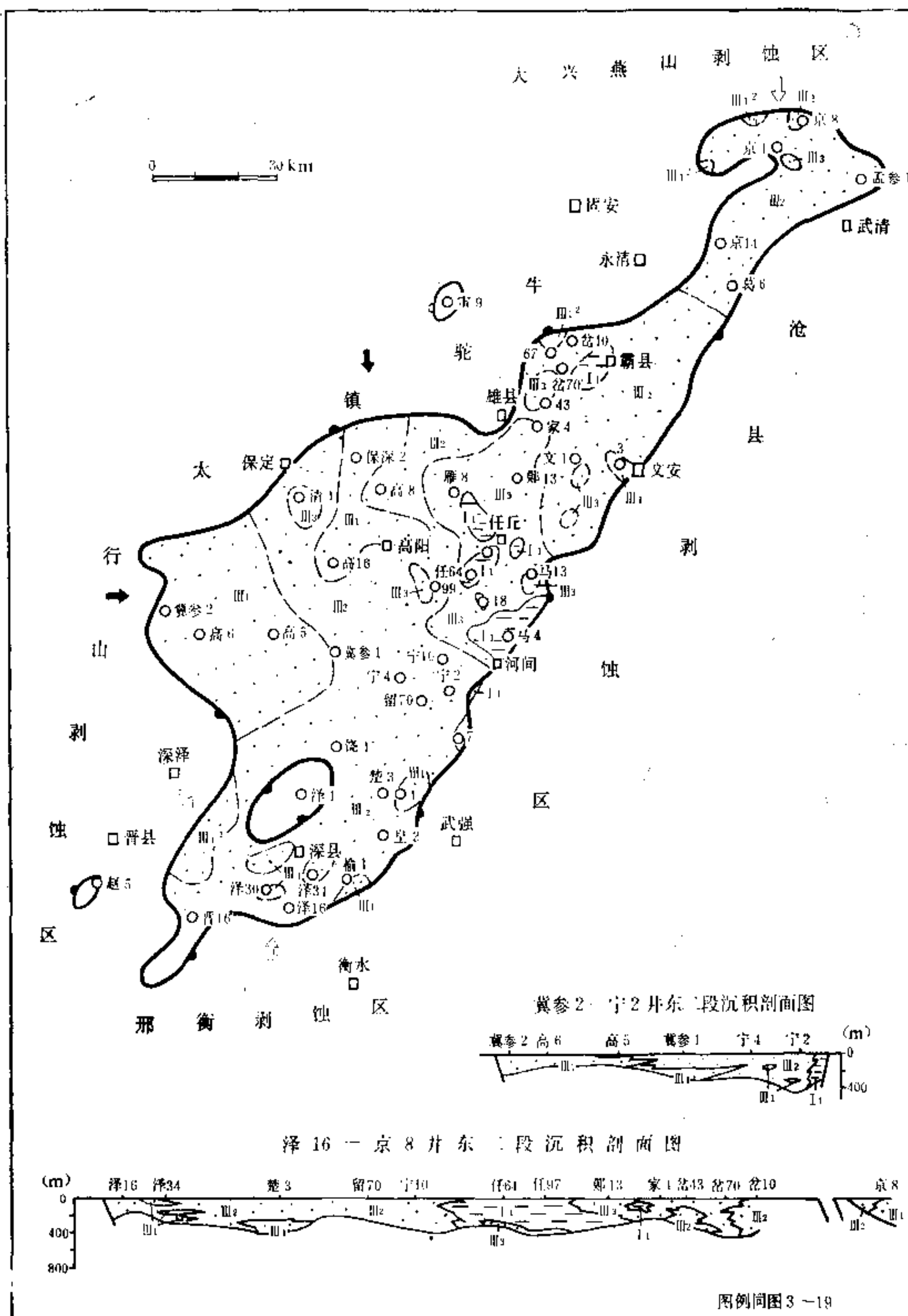


图 3-33 冀中坳陷东二段沉积环境图

2.环境分类

东二段沉积时期继承了东三段时期的沉积特点，全区河网密布，沼泽洼地成群。东部湖区进一步萎缩解体成星点状沼泽洼地，分布在鄚州一河间一带，沉积总面积为9926平方公里，其中河流面积为8729平方公里，占总沉积面积的88%；湖泊面积仅263平方公里，只占总沉积面积的3%，其余皆为湖沼沉积。根据沉积特征，可划分出五个沉积环境区（表3-20及图3-33）。

3.砂体类型

东二段砂体发育，主要分布在廊坊及保定以南地区（图3-34），以河道砂体为主，常年河道砂体主要分布在太行山、燕山山前地带及桐柏镇断层下降盘；间歇性河道砂体主要分布在深泽及文安地区，见表3-21。

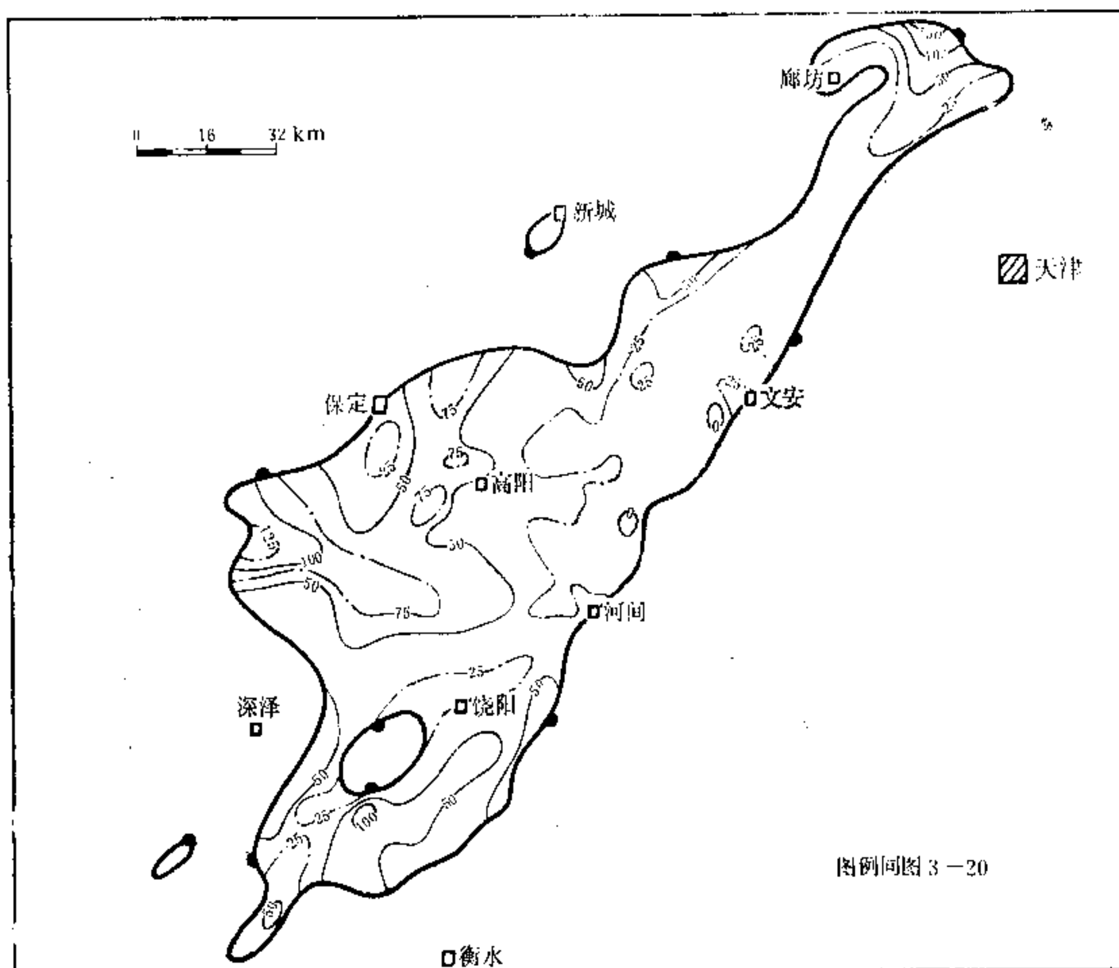


图 3-34 冀中坳陷东二段渗透砂岩等厚图

4.物源方向

东二段时期沉积物主要来自西部太行山和容城一牛驼镇两个剥蚀区，其次为西南方向的宁晋一新河和北部的宝坻地区（图3-33）。

九、东一段

1.沉积背景

早第三纪末期坳陷整体上升，致使东一段遭受不同程度的剥蚀，但根据地层残余等厚

表 3-20　冀中坳陷东二段沉积环境特征表

序号	环境分区	环境	面积(km²) 分计	小计	红色泥岩厚/泥岩总厚(%)	砂岩总厚/地层总厚(%)	砂、砾岩厚度/粉砂、泥岩厚度(%)	生物
1	廊坊洪泛区	边滩	24	1056	70～97	42	0.69	
		漫滩	1008		>77	8～14	0.1～0.3	
		沼泽	24		<30			零星
2	霸县—文安洪泛区	边滩	40	1640	62～100	>25	>0.34	
		漫滩	1449		69～100	7～25	0.1	零星
		沼泽	71		9～39	12～25	0.1～0.14	丰富
		湖沼	80		<25	<10		
3	鄚州—河间湖—沼区	沼泽	56	1158	3～15	10～25	0.1～0.16	丰富
		湖沼	854		8～34	5～22	0.1～0.2	零星
		湖泊	248		0～16	2～20	0～0.3	丰富
4	清苑—安国—肃宁冲积平原区	边滩	1192	4432	>98	52	1.1	
		心滩	688		92～100	40～61	1.1～2.0	
		漫滩	2423		80～100	8～26	0.1～0.46	
		沼泽	114			14	0.16	零星
		湖泊	15		36	19	0	丰富
5	深县冲积平原区	边滩	571	1640	95～100	30～42	0.5～1.36	
		漫滩	1069		92～100	11～27	0.12～0.42	

注：各环境合计面积：湖泊263、湖沼934、心滩688、边滩1827、漫滩5949、沼泽265km²

总面积：9926km²

表 3-21　冀中坳陷东二段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度(m)	砂岩百分比(%)
1	安国—博野	心滩，边滩	朵叶状	79～136	40～61
2	高阳	边滩	长舌状	39～88	18～41
3	泽32井	边滩	扇形	9～55	12～42
4	深泽	边滩	不规则椭圆状	30～40	35～42
5	河西务	边滩	舌状	47～154	25～42
6	廊坊	边滩	舌状	23～42	8～23
7	岔10井	边滩	舌状	70	16
8	文安	边滩	舌状	36	25

图还基本可看出西高东低的地貌特征。自北而南沿大断层下降盘呈南北走向相间排列的洼地有武清、霸县、鄚州、肃宁和饶阳等五个。洼地内地层残厚达300～350米，以鄚州最厚，为370米。

东一段沉积时期由于坳陷不断上升，水生生物大多绝迹，出现了崭新的植被类型，这就是以椴属为主，夹胡桃科、榆科和栎属等的阔叶森林植被及陆生草本植物等组成的植被组合，反映出温暖气候下的陆上沉积环境。

2.环境分类

东一段沉积时期湖泊环境已极少，河流环境统治全区，残余沉积面积为6400平方公里，以河漫滩沉积为主，面积达5576平方公里，占残余沉积面积的87%。在局部洼地中零星分布有小片的沼泽地。根据沉积环境差异，将全区划分为廊坊、霸县—饶阳及安国三个沉积区，详见表3-22，图3-35。

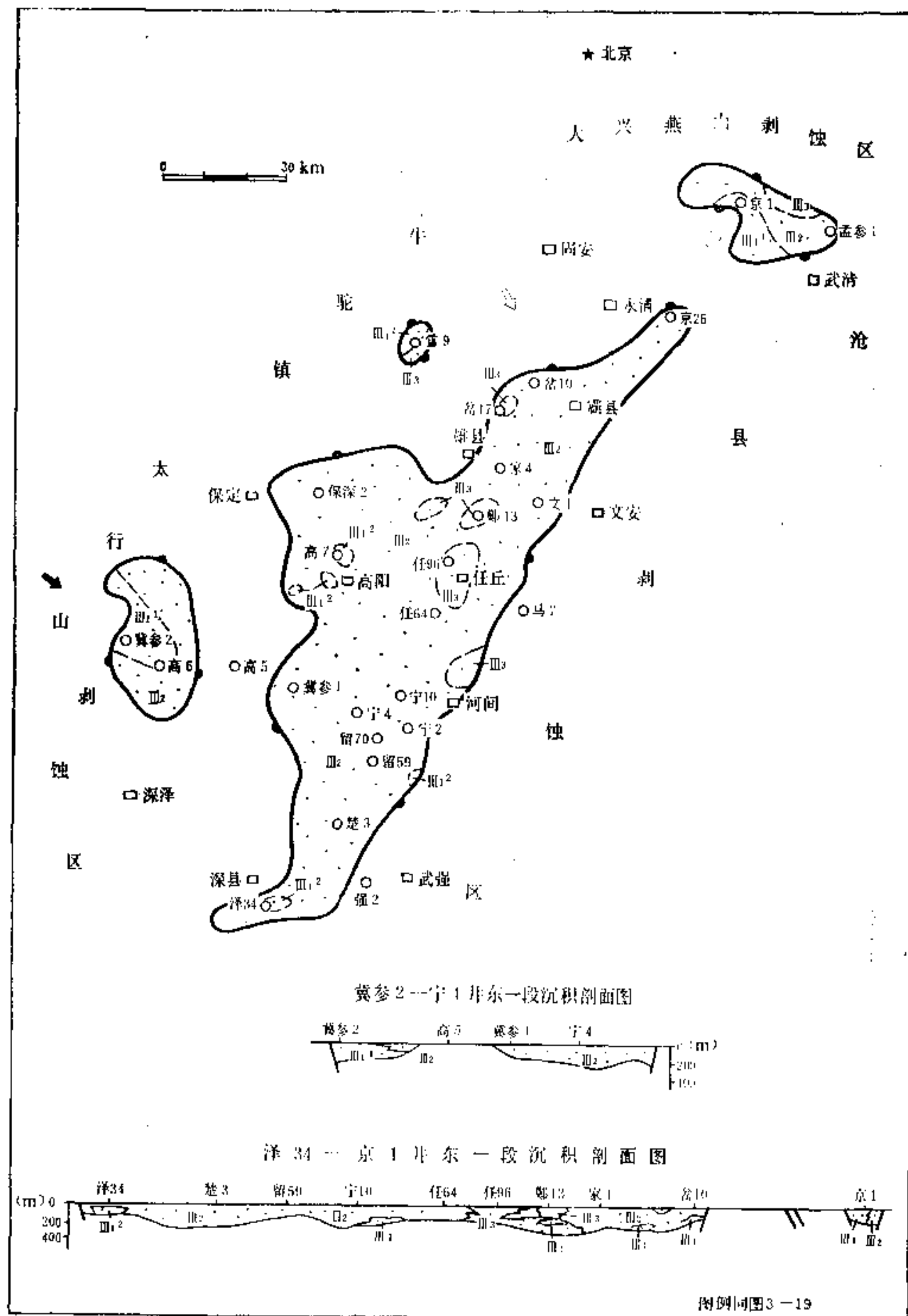


图 3-35 冀中坳陷东一段沉积环境图

表 3-22　冀中坳陷东一段沉积环境特征表

序号	环境分区	环境	面积（km²） 分计	小计	红色泥岩厚/泥岩总厚（%）	砂岩总厚/地层总厚（%）	生物情况
1	廊坊	心滩	144	464	53～100	47～67	
		漫滩	272		59～100	8～19	
		沼泽	48				
2	霸县～饶阳	边滩	60	5248	＞98	28～35	
		漫滩	4880		73～100	10～26	
		沼泽	308		＜47	＜22	零星
3	安国	边滩	240	688	100	46～80	
		漫滩	424				
		沼泽	24		24		
总计				6400			

3.砂体类型

东一段发育的河道砂体均属间歇性河流沉积砂体。主要分布在河西务、新城、高阳、安国和孙虎等地区，共包括四个大小不等的砂体和一个砂体群，详见表3-23及图3-35。

表 3-23　冀中坳陷东一段砂体类型表

序号	名称	成因	形态	厚度(m)	砂岩百分比(%)	物源区
1	河西务	心滩	扇形	69～46	69～31	牛驼镇剥蚀区
2	新城	边滩	扇形	＞24	＞20	
3	定县一安国	〃	舌状	175～69	80～46	太行山剥蚀区
4	高阳砂体群	〃	椭圆状	17～27	24～34	
5	孙虎	边滩	椭圆状	35	35	

4.物源方向

东一段沉积时期较明显的物源区有两个——太行山和牛驼镇剥蚀区。太行山是主要物源区，牛驼镇属次要物源区。

十、早第三纪沉积发育史基本总结

1.冀中坳陷早第三纪沉积，经历了早期分隔孤立中期扩展连通晚期收缩解体三个阶段。

（1）早期（沙四一孔店）分隔孤立阶段

早第三纪早期开始沉积时，坳陷古地形是山谷相间、孤立分隔的状态，但地形总趋势是南高北低、东高西低。东南部分隔孤立，发育以坡积、冲（洪）积、河流和盐湖为主的充填式沉积；西北部开阔连通，发育了一套河、湖相为主的沉积，在凹陷陡翼形成了大量的水下冲积扇（图3-19、图3-21），整个坳陷的沉降中心位于西部太行山山前带(图3-12、图3-13)。本期气候干热，坳陷中不少地区发育有蒸发盐岩及有孔虫和德弗兰藻，说明水体较

成。

沙四段沉积末期的构造运动，使坳陷的地形格局由原来的东高西低转变为西高东低（图3-14），而南高北低的地形特征仍然承袭了下来。

（2）中期（沙三—沙一早期）扩展连通阶段

中期沉积是在孔店组、沙四段的充填式沉积基础上开始的。因此，地形平缓，造成了大面积的水侵，这是早第三纪以来湖水最深、水域较大的一个时期。沙三期湖水面积达9264平方公里（表3-24）。使整个东部凹陷带的束鹿—饶阳—霸县—武清以及廊固等各凹陷连为一体，湖水浩瀚、气候温湿、地形平坦，生物繁茂，沉积了下第三系中最好的生油岩系，并形成了一系列三角洲及沿岸滩坝砂体。

由于西高东低的古地形控制，从沙三期开始，沉积中心转向东部凹陷带，并以湖相沉

表 3-24 冀中坳陷早第三纪湖水面积变迁表

层	位	沉积面积 (km²)	湖水面积 (km²)	湖水面积/沉积面积 (%)
东营组	东一段	6400	0	0
	东二段	9926	730①	7
	东三段	13930	1030	7
沙河街组	沙一上段	17770	2910	16
	沙一下段	18730	10885	58
	沙二段	14240	5488	39
	沙三段	16992	9264	55
	沙四段	16112	5952	37
孔店组		14570	2238	15

①其中包括湖沼面积467平方公里，纯湖泊面积263km²。

积为主。西部凹陷带主要为河流相沉积。

沙二段沉积时期，仍承袭了沙三段沉积时期的沉积特征。不过由于本期坳陷抬升，形成了一次短暂水退，使中央隆起区遭受剥蚀。牛驼镇岛向北延伸，把廊固湖分成东西两个部分。西部太行山水系大面积向东推进，使西部带继续为河流相沉积，东部湖区面积缩小为5488平方公里。沙二末期，湖水进一步收缩，气候干燥，形成了广泛分布的红色泥岩和蒸发盐岩沉积。

沙一下段沉积时，地形平坦，气候温暖湿润，水侵范围广泛，湖水面积达10885平方公里。沙二段时期的保定河流区也为湖水所淹没，仅裸露牛驼镇岛区，形成了典型的滨浅湖滩沉积（图3-27）。

（3）晚期（沙一晚期—东营期）收缩、解体阶段

沙一上段沉积时期，西部太行山隆起、北部燕山隆起抬升较快，东部沿沧县隆起西侧沉降强烈，进一步使整个坳陷成为西高东低的“箕状”地形。湖水收缩到东部的河间—肃宁—雁翎及霸县一带，其面积仅2910平方公里，广大地区则以河流沉积为主（图3-29）。

东三段沉积时期，北部、西部仍然继续隆起，迫使坳陷中湖盆解体，湖水进一步收缩，星点状分布在东部一些大断层下降盘，面积仅有1030平方公里。

到东二段沉积时期，湖水进一步向东部中区收缩、解体和沼泽化。湖区由东三时期的五个，分解成一些零零星星的湖泊和湖沼洼地，最大的湖泊面积仅为130平方公里，最小的只有8平方公里。这一时期由于沼泽化，暗色泥岩较多。

东一段沉积时期湖区业已绝迹，代之以河流环境。河道、河漫滩沉积广泛发育，结束了早第三纪的沉积史，进入了一个新的地质历史时期。

2.沉积发育史特征

（1）湖泊沉积范围不断变化

坳陷内早第三纪湖泊沉积面积经历了由小到大、由大到小的变化过程（表3-24）。沙一早期湖泊沉积范围最大，占沉积面积的58%。

（2）早第三纪水介质经历两次咸化过程。一次是沙四—孔店期，一次是沙二期。其根据是：

a.古盐度计算　沙四段—孔店组水介质古盐度较大，为5.2～40‰，沙三段水介质古盐度小，仅0.1～2.2‰；沙二、沙一下段水介质古盐度又变大，达5～40‰，而沙一上段、东营组古盐度再次变小，为0.1～2.4‰。

b.蒸发岩层分布　主要在孔店组、沙四段及沙二段顶部（图3-10），蒸发盐岩沉积是水介质咸化的公认指标。其分布层位与古盐度计算基本一致。再则是从藻类、介形类及有孔虫等古生态研究中也得到了相同的结论。

（3）沉积中心经历了由西向东由南向北的转移

沙四—孔店组的沉积中心在西北侧的固安—新城、保定—清苑一带（图3-12、图3-13）；沙三段沉积中心，除固安继续承袭外，则转移到东部霸县—河间—留楚一带（图3-14）；沙二段开始，沉积中心主要在北部霸县—河间一带；东营组沉积中心则主要局限于北部霸县地区（图3-18）。

（4）古气候变化总趋势是由干热转温湿

早第三纪在区内发生了两次古气候变化，第一次是从孔店期到沙三段沉积时期，第二次是沙二段沉积时期到东营期，其变化总趋势是亚热带南移，区内由热变暖。根据氧同位素δO^{18}资料计算，北京地区在始新世年平均气温为15～20℃，而现今是9～14℃，年平均气温下降了6℃（表3-25）。

表3-25　北亚热带南移状况表

时　代	亚热带北界	北京年平均温度
始新世晚期	北纬42°	15～20°C
上新世	北纬35°左右	
现代	北纬34°	9～14°C

第四章 构　　造

冀中坳陷是渤海湾盆地西北部的一个负向构造单元（图4-1）。它和渤海湾盆地其他坳陷一样，是发育在华北地台之上的一个中新生代断陷—坳陷区。区内中生代以前的构造运动以地台型稳定的整体升降为主、中生代中期开始，本区成为大型褶皱区，在局部地区发生断陷活动。新生代早期则进而经历了以箕状断陷为特征的断陷活动，晚期断陷活动趋于消失，使本区和渤海湾盆地其他坳陷连为一体，成为一个统一的坳陷盆地。

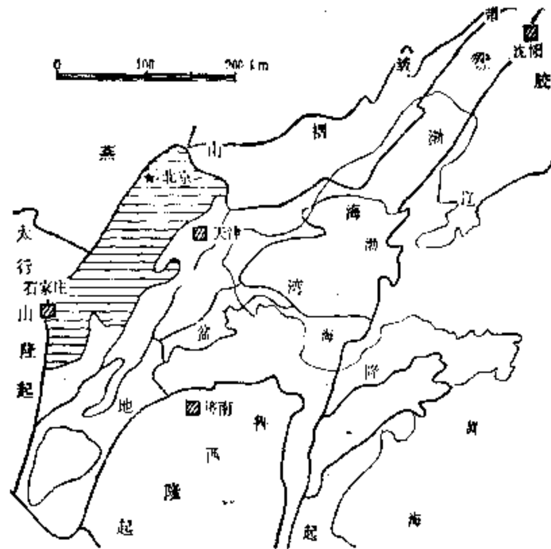


图 4-1　冀中坳陷区域构造位置图

第一节　冀中坳陷构造发育史

冀中坳陷在第三纪之前大体经历了三个发展阶段，即结晶基底形成阶段、地台发育阶段以及褶皱—断陷发育阶段。自第三纪开始进入了断陷—坳陷发育阶段。

一、前第三纪构造发育期

1.结晶基底形成阶段（前中元古代）

钻井及地球物理勘探资料解释表明，在区内河间潜山及宁晋凸起发育有一套深变质的片岩、片麻岩，属前中元古代地槽沉积物。它经历了阜平运动、五台运动和中条（吕梁）运动，最后褶皱回返，使之深度变质，至中元古代早期乃成为地台发育的结晶基底。其绝对年龄为36.7～17亿年（表4-1）。

2.地台发育阶段（中元古代—晚古生代）

中条运动之后，本区发生了一次持续时间很长的海侵，在太古界及下元古界变质岩系基底之上，沉积了一套由碎屑岩及碳酸盐岩组成的中上元古界。在此期间，地壳运动以升降为主，各层系间的接触关系皆为平行不整合。其中芹峪运动和蓟县运动在区内表现明

表 4-1 冀中地区构造运动特征表

构造发育期	代	纪	世	期	地层接触关系	距今时间(亿年)	构造运动名称	岩浆活动特征	构造形变特征
地台活化期	新生代	第四纪							与邻区连为一体，成为统一的平原
					~~	0.02	喜山运动Ⅲ幕		
		早第三纪	上新世	明化镇					整体沉降断陷活动减弱
						0.12			
			中新世	馆陶					
					~~	0.22	喜山运动Ⅱ幕(华北运动Ⅱ幕)		
		晚第三纪	渐新世	东营				中部地区如文安斜坡有基性喷出岩	东部凹陷带基岩块体断裂翘倾活动明显
						0.30			
				沙一					
						0.325			
				沙二					
				沙三					
					~~	0.375	喜山运动Ⅰ幕(华北运动Ⅰ幕)		
				沙四				末期全区广泛分布有基性喷出岩	末期西部带被剥蚀、夷平
						(0.38)			
			始新世	孔店					
					~~	0.55			
			古新世		☆				
					~~	0.65	燕山运动Ⅴ期		
	中生代	白垩纪	晚白垩世	无极				有较多的花岗岩，闪长岩及黑云母二长岩等中酸性侵入岩和基性喷出岩，在坳陷区东西两侧尤为发育	使本区褶皱成为赞皇—冀中大背斜，并见有逆断层发育，大部地区遭受剥蚀，仅局部地区有沉积
						0.976	燕山运动Ⅳ期		
			早白垩世	丰台					
				芦沟桥					
					★	1.44	燕山运动Ⅲ期		
		侏罗纪	晚侏罗世	辛庄					
					☆	1.63	燕山运动Ⅱ期		
			中侏罗世						
					~~	1.88	燕山运动Ⅰ期		
			早侏罗世	窑坡	~~~				本区开始褶皱，大部地区无沉积
						2.13	印支运动		
		三叠纪	晚三叠世		☆				
						2.31			
			早、中三叠世						
						2.48	海西运动		

续表

构造发育期	地质时代：代	纪	世	期	地层接触关系	距今时间（亿年）	构造运动名称	岩浆活动特征	构造形变特征
地台期	晚古生代	二叠纪	晚二叠世						
						2.58			
			早二叠世						
						2.86			
		石炭纪	晚石炭世						
						2.96			
			中石炭世						
						3.15			
			早石炭世						
						3.60			
		泥盆纪			☆				
						4.08			
	早古生代	志留纪							本区整体抬升，间断时间长达1.43亿年
						4.38			
		奥陶纪	晚奥陶世						
						4.58	加里东运动		
			中奥陶世					南部深县地区有基性喷出岩	接受广阔浅海相沉积
						4.78			
			早奥陶世						
						5.05			
		寒武纪			☆				
						5.90	蓟县运动		区域抬升，南部地区缺失青白口系及府君山组
	晚元古代	青白口纪							
						10.5	芹峪运动		
	中元古代	蓟县纪	晚蓟县世				床子岭运动		广泛海侵，开始接受地台型沉积
			早蓟县世						
						14.0	翟庄运动	局部地区有安山岩喷发	
		长城纪	晚长城世						
						17.0	迁安运动	早期中基性侵入；晚期酸性侵入	早期褶皱；晚期剥蚀夷平，形成统一的地台基底
			早长城世						
						19.5	中条运动（吕梁）		
地槽期	早元古代							早期以基性，超基性侵入及中基性喷发为主；晚期以酸性侵入为主	使五台群发生强烈褶皱，形成紧密线状构造
						20.5	五台运动		
								早期以基性喷出或侵入为主，晚期以酸性侵入为主	经历了多次褶皱作用及混合岩化和混合花岗岩化作用，形成了华北古陆核
						23.5	阜平运动		
	太古代								

☆表示无沉积

显。元古代末期的蓟县运动使地台整体上隆，经历了较长时间的侵蚀，大部地区部分或全部缺失青白口系及下寒武统的府君山组。至早寒武世中期，本区又开始下降，成为广阔的浅海，沉积了厚度、岩性均较稳定的碳酸盐岩夹泥页岩层，持续时间也较长。中奥陶世末的加里东运动使本区整体抬升，长期遭受剥蚀，缺失了晚奥陶世—早石炭世沉积。到中石炭世，本区又开始整体下降，沉积了一套分布很广的海陆交互相碎屑岩夹碳酸盐岩及含煤建造。从早二叠世开始，转为陆相沉积。二叠纪末的海西运动使本区又整体抬升，导致区内缺失三叠系（表4-1)。

3.褶皱为主局部断陷的发育阶段（中生代）

印支和燕山构造期，本区构造活动强烈，主要表现在以下几个方面。

（1）本区褶皱为一个大型背斜

印支运动开始使本区与太行山连为一体，整体拱升，中下侏罗统超覆其上。至燕山期，构造运动更为强烈，形成了赞皇—冀中背斜带，其轴线位于赞皇—宁晋—高阳一线。背斜带南高北低，南段赞皇—宁晋地区核部出露太古界及下元古界变质岩，北段高阳—大兴地区核部为中上元古界，背斜带的北端围斜部位宝坻之北则分布寒武、奥陶系（图4-2）。

把本区划归为印支—燕山期的背斜带，其依据主要有四个方面：1)背斜带轴线两侧前中生界地层倾向虽经第三纪块断翘倾活动有所变化，但区域上仍是分别向东、西两侧倾斜。翘倾活动较弱的高阳地区则更为明显（图4-3）；2)从本区前第三系分布来看，与其西侧的太行山中部阜平—涞源复背斜带大体一致，核部均为太古界、下元古界及中元古界，而且两背斜走向一致，且呈雁行排列，这一特征与区域地质结构是吻合的（图4-2）；3)在磁力异常图上也有反映，阜平—涞源与赞皇—冀中均为北东向低磁力异常带，比其周围背景值低100伽马左右，说明两者基岩类型相似，均为磁性很低的副片麻岩；4)从本区中生界特别是侏罗系的分布状况看，主要分布在冀中坳陷的周边，如东侧的杨村—葛渔城地区及西侧的无极藁城地区；而在冀中坳陷的腹地，如庞佐、鄚西等仅见有上白垩系，说明古背斜轴部在侏罗—三叠纪是属于正地形，未接受沉积。中生代后期古背斜遭受剥蚀夷平后，在其核部局部低洼处，方沉积了晚白垩纪的粗碎屑岩层。

（2）在褶皱的同时，发育了一系列北西、北西西及北东向断层

北西、北西西向断层主要有宝坻、五尺、衡水等断层，北东向断层主要有博野、任西等断层。

（3）构造运动频繁而强烈

区内石炭-二叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系以及白垩系与下第三系之间均为角度不整合接触，并在钻井中见到逆断层，如在文5、10、30等井于石炭-二叠系中见到地层重复现象，经分析认为是逆断层的反映。

（4）有多处酸性火成岩侵入

本区与太行山、燕山区一样，在印支、燕山构造运动中有大量酸性火成岩侵入。目前经钻井证实的，北部有向2、兴6井，中部有留58井，南部有赵7、10井，均分别钻遇了花岗岩。对这些花岗岩的时代目前尚有不同意见，但从其分别侵入于奥陶系、雾迷山组及地台基底变质岩系等不同层系的情况来看，划分为燕山期侵入岩则较为合理。另外，从磁力图的高异常点上还解释出大量的花岗岩侵入体，如容城—雄县、河间—留西等。火成岩

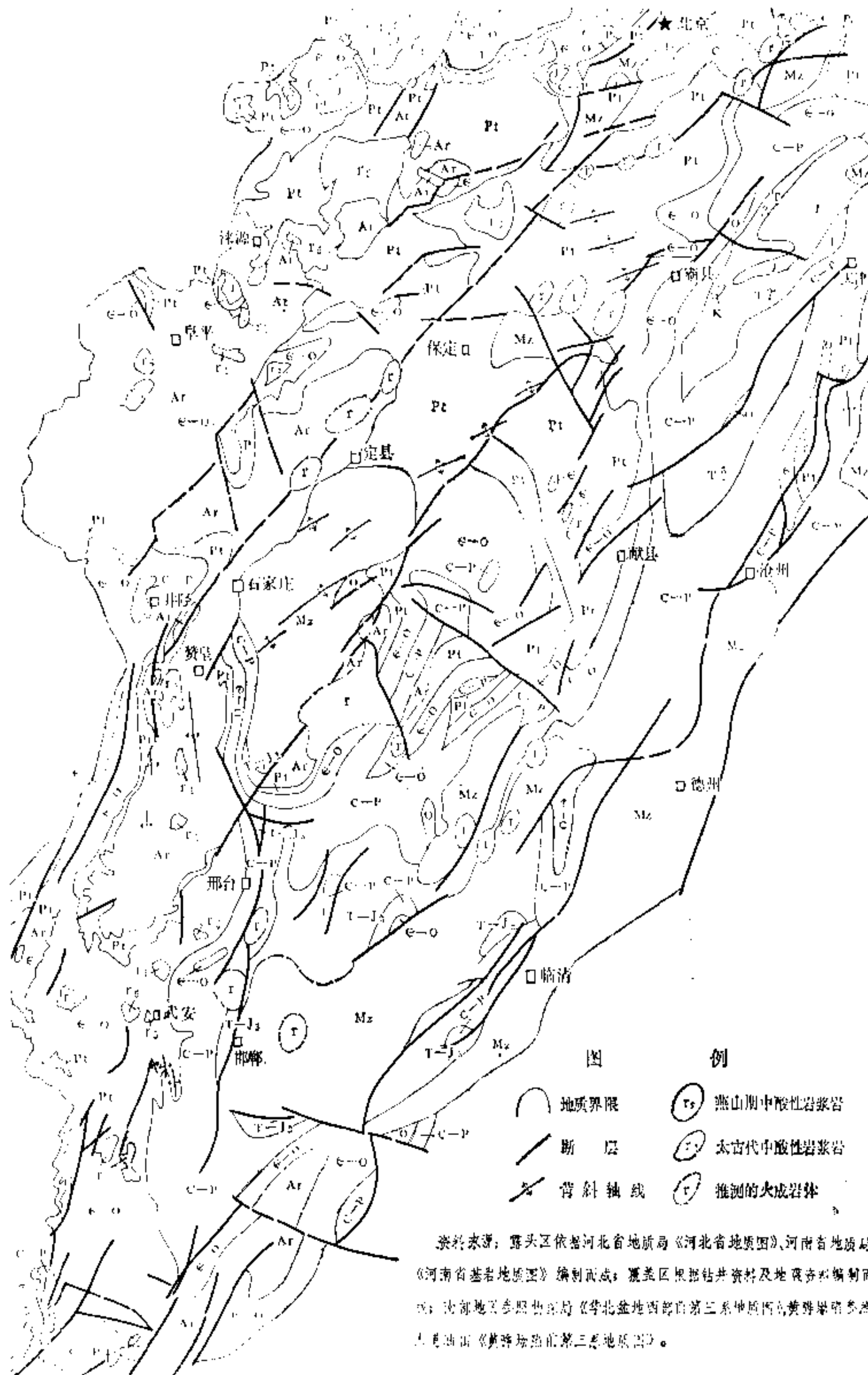
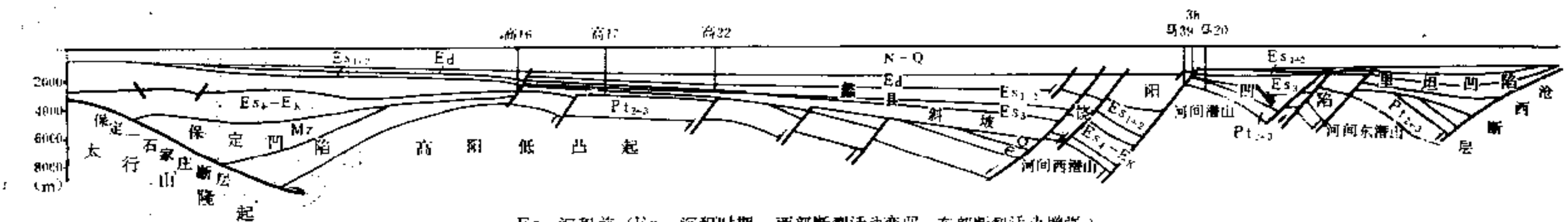
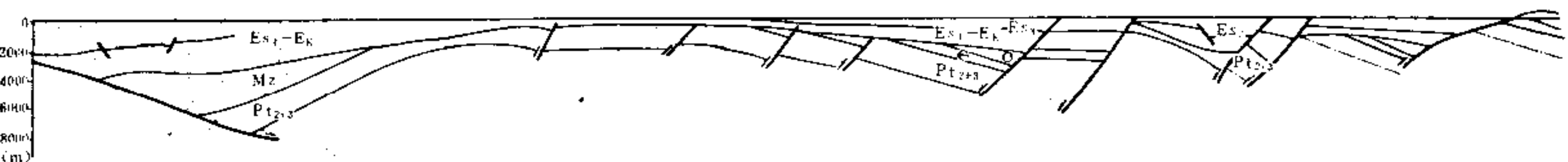


图 4-2 冀中坳陷及邻区前第三系地质简图

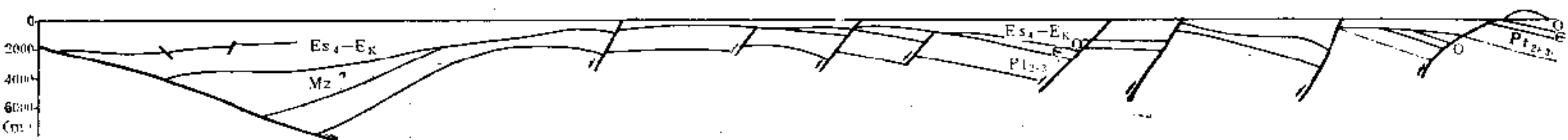
今构造剖面（Es_2-Ed 沉积时期，河间断层剧烈活动）



Es_2 沉积前（Es_3 沉积时期，西部断裂活动变弱，东部断裂活动增强）



Es_3 沉积前（Es_4-E_K 沉积时期，西部断裂强烈活动，形成西部凹陷带）



Es_4-E_K 沉积前（东部隆起，剥蚀强烈，断裂发育）

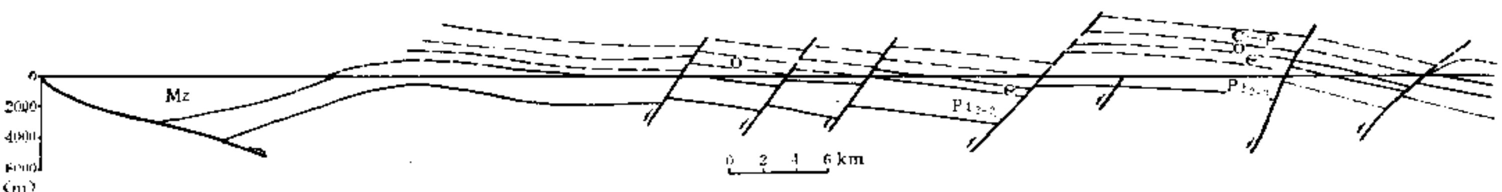


图 4-3 保定—河间构造发育剖面图

体的展布方向与太行山区燕山期花岗岩展布方向具有一致性（图4-2），这也说明坳陷区花岗岩的时代应划归燕山期。

二、第三纪构造发育期

早第三纪开始，古新世冀中地区继承了燕山运动末期的构造面貌，仍为古隆起，遭受强烈的风化剥蚀。从始新世晚期开始，冀中地区构造运动进入一个新的发展阶段，即断陷—坳陷发展阶段，主要反映在三个方面，一是西北部边界断层强烈活动，从孔店期开始到沙三期末，定兴—石家庄断层基岩面断距达8公里。大兴断层断距达10公里。其沉降速度达0.25～0.33毫米/年，从而使冀中古隆起从太行山解体出来，由一个剥蚀区转而成为快速沉降区；二是构造运动形式由褶皱为主转变为以基岩块体断裂翘倾活动为主，并形成了一系列箕状凹陷，组成冀中坳陷；三是岩浆活动由中酸性侵入为主转为以基岩喷发为主。现分期叙述于后。

1.沙四—孔店期

（1）冀中坳陷西北部由于定兴—石家庄、大兴等边界断层的强烈活动，西部区快速沉降，自南而北形成了石家庄、保定、徐水、廊固及大厂等凹陷。几个凹陷沿轴向南北连通，除了南部石家庄凹陷沉降幅度小仅局部地区达到2000米外，其余凹陷均包含在沙四段孔店组2000米等厚线之内，廊固凹陷沉积厚度最大，在广大范围内可达3000～5000米（图4-4）。说明北部沉降幅度比南部大。从岩性看也是由南向北逐渐变化的，南部为陆相红色粗碎屑沉积，北部为湖相暗色泥质岩沉积，中间的徐水凹陷属于过渡沉积。冀中坳陷中部为一隆起带，范围较大，雁翎—高阳—博野—栾城—宁晋均包容在沉积厚度小于500米的范围内。冀中坳陷东部由于本期断层活动较弱，沉降幅度小，任丘—饶阳间沉降幅度0～1000米，沉降幅度最大的饶阳凹陷南部地区达3000米。

（2）沙四末期构造运动主要反映在：

1)坳陷中部高阳—博野背斜继续抬升，如北段自保北、安新、鄚西等地区到背斜高部位高阳、雁翎地区，沙四段顶面明显遭受剥蚀，在最高部位沙三段甚至更新的地层直接覆于孔店组之上。

中段及南段安平、深泽、深县、无极、藁城、宁晋东斜坡等广大地区，沙二、三段也直接覆于孔店组之上（图4-5），在大量地震剖面上也可看到T_8（沙三段底面）—T_g（下古生界侵蚀面顶界）之间厚度在隆起上急剧减薄，或两者间有一定的角度关系。

2)在凹陷带，沙四末期的剥蚀也有反映，如廊固、徐水、武清、霸县及饶阳、保定及石家庄等凹陷都有明显的不整合或构造不谐调表现（图4-6）。

一些褶曲变形多分布在凹陷带沉积较厚的部位或凹陷与隆起之间的厚度突变处，并显示出一定的雁行排列特征。如西部凹陷带在北部有四排，向南转为两排。东部凹陷带构造线近南北向，在饶阳以南至衡水一带逐渐变为北东向，并显示出帚状形态（图4-6）。

2.沙二—沙三期

（1）从图4-7可以看出：本期构造活动南抬北降更加明显，沉降最深部位仍为廊固凹陷，最大沉降幅度可达4000米，其余广大地区仅1000～2000米。本期在东部凹陷带出现了两组值得重视的构造现象，一是近南北向狭长凹槽，如高家堡—马西凹槽、河间西—肃宁—武邑凹槽；二是显示出北西向鼻状隆起，如信安镇—别古庄、任丘—雁翎、五尺—肃宁、留路—大王庄及深县—深南等，这些鼻状隆起与目前多数潜山油田分布有密切联系。

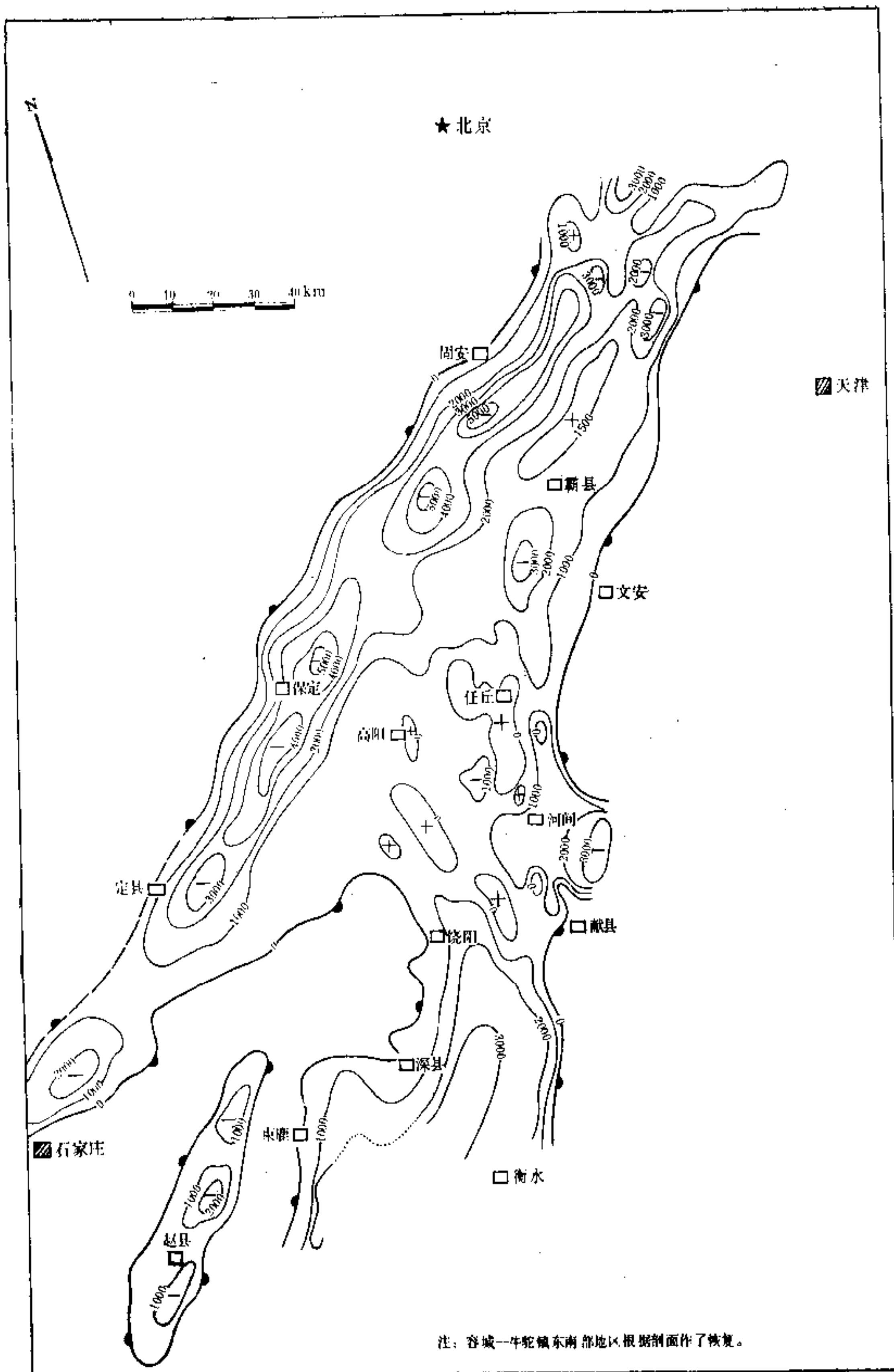


图 4-4 冀中坳陷下第三系沙四段—孔店组等厚图

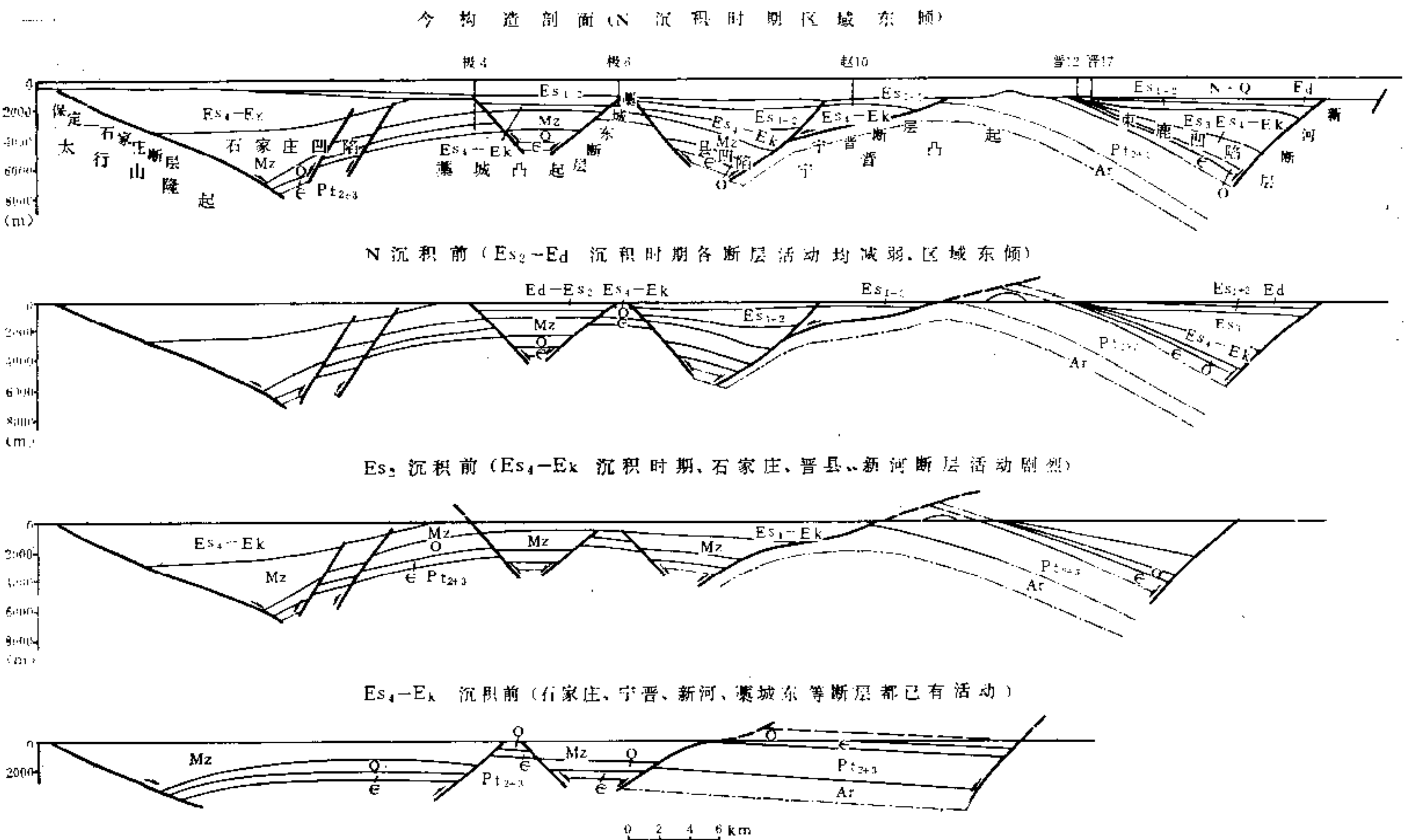


图 4-5 正定—新河凸起发育剖面图

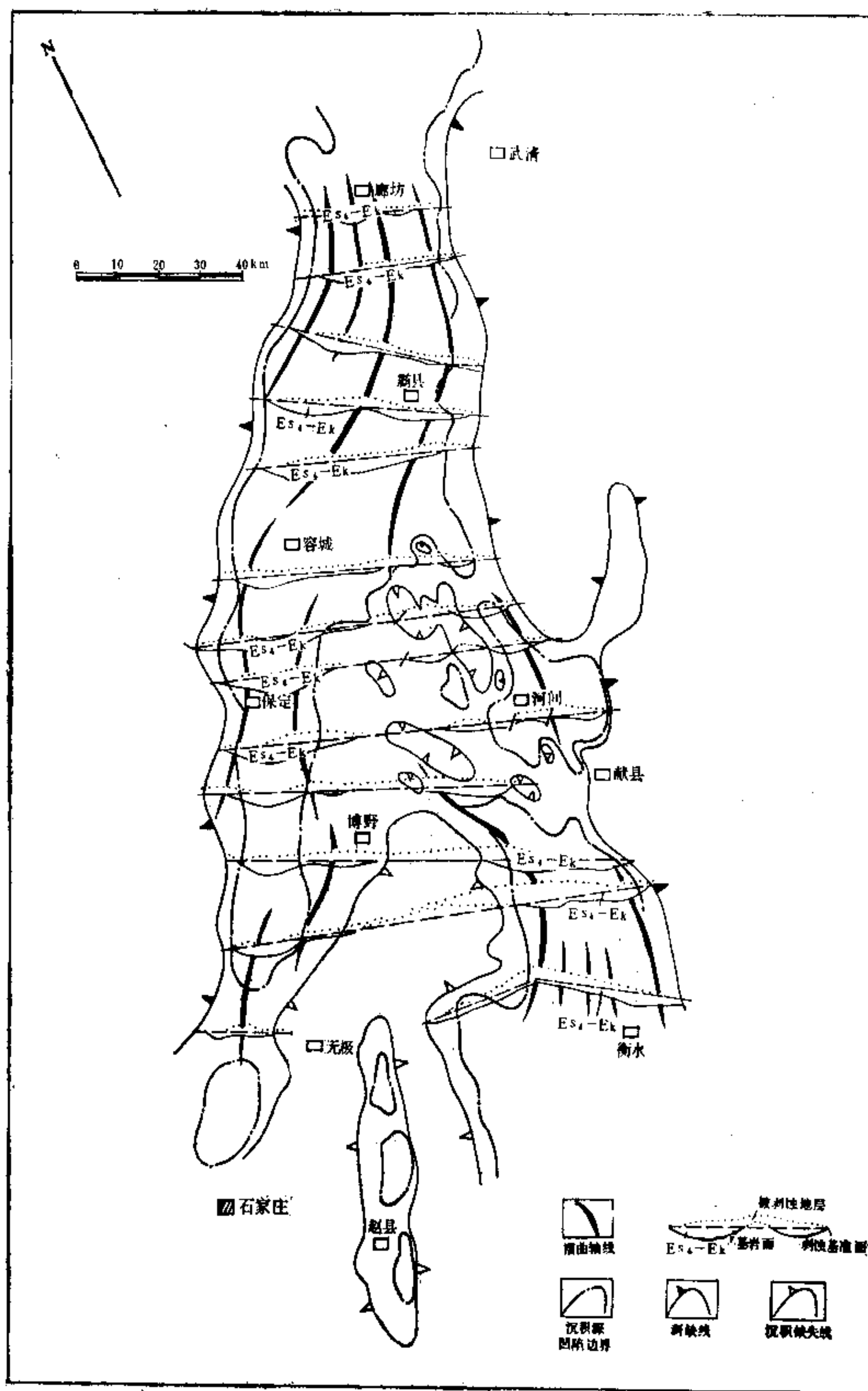


图 4-6 冀中坳陷沙四末期构造纲要图

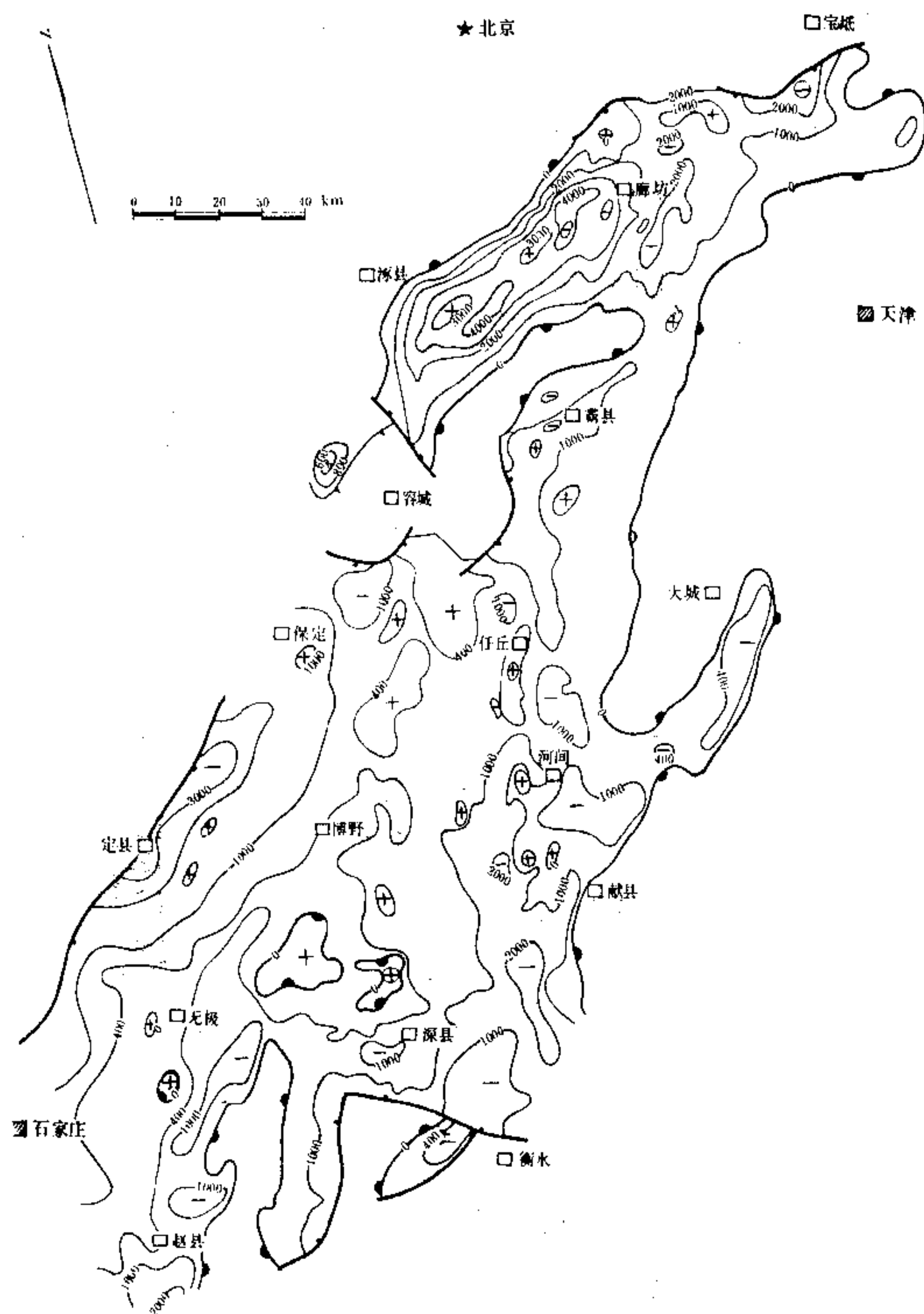


图 4-7 冀中坳陷沙二、三段残余等厚图

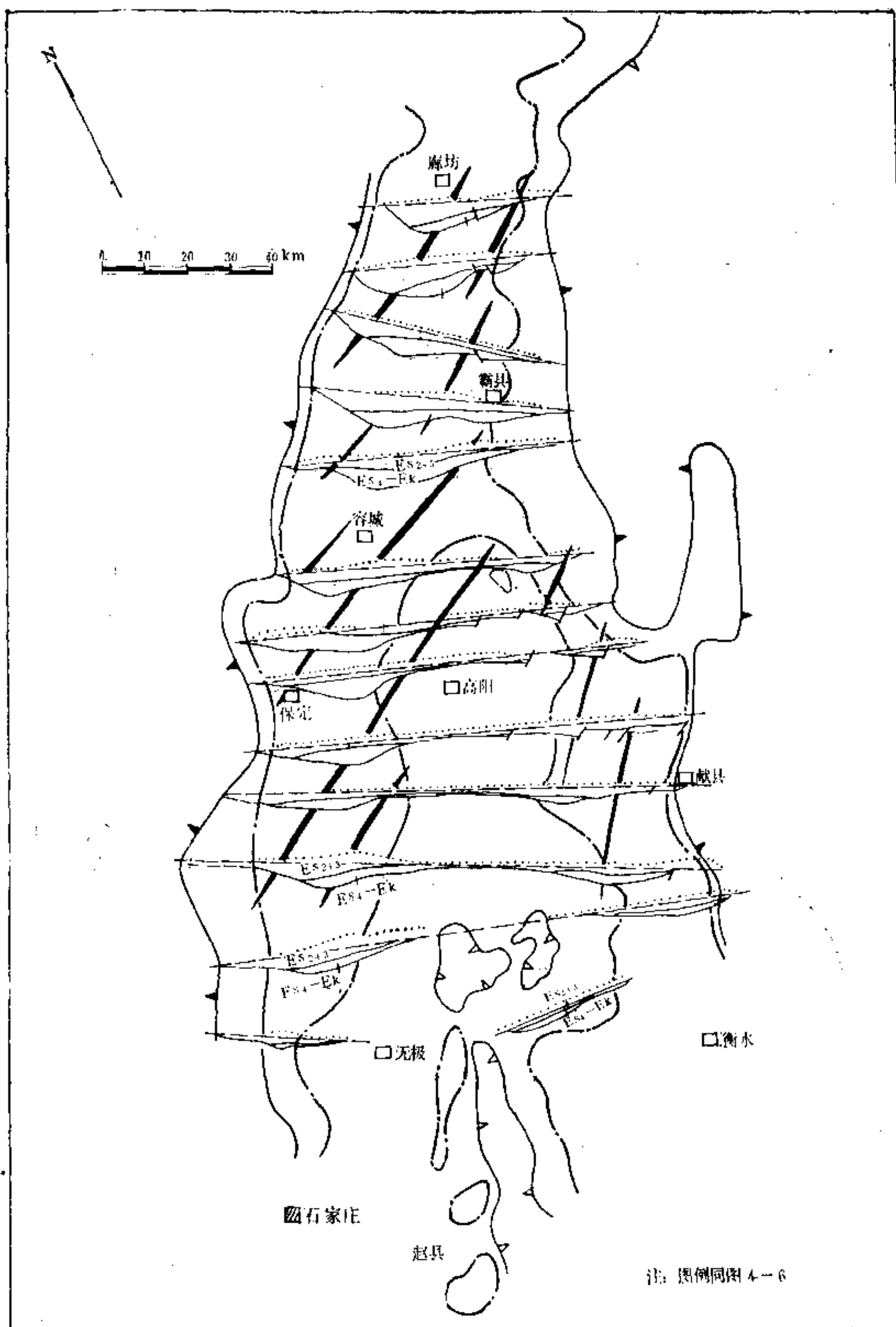


图 4-8 冀中坳陷沙二末期构造纲要图

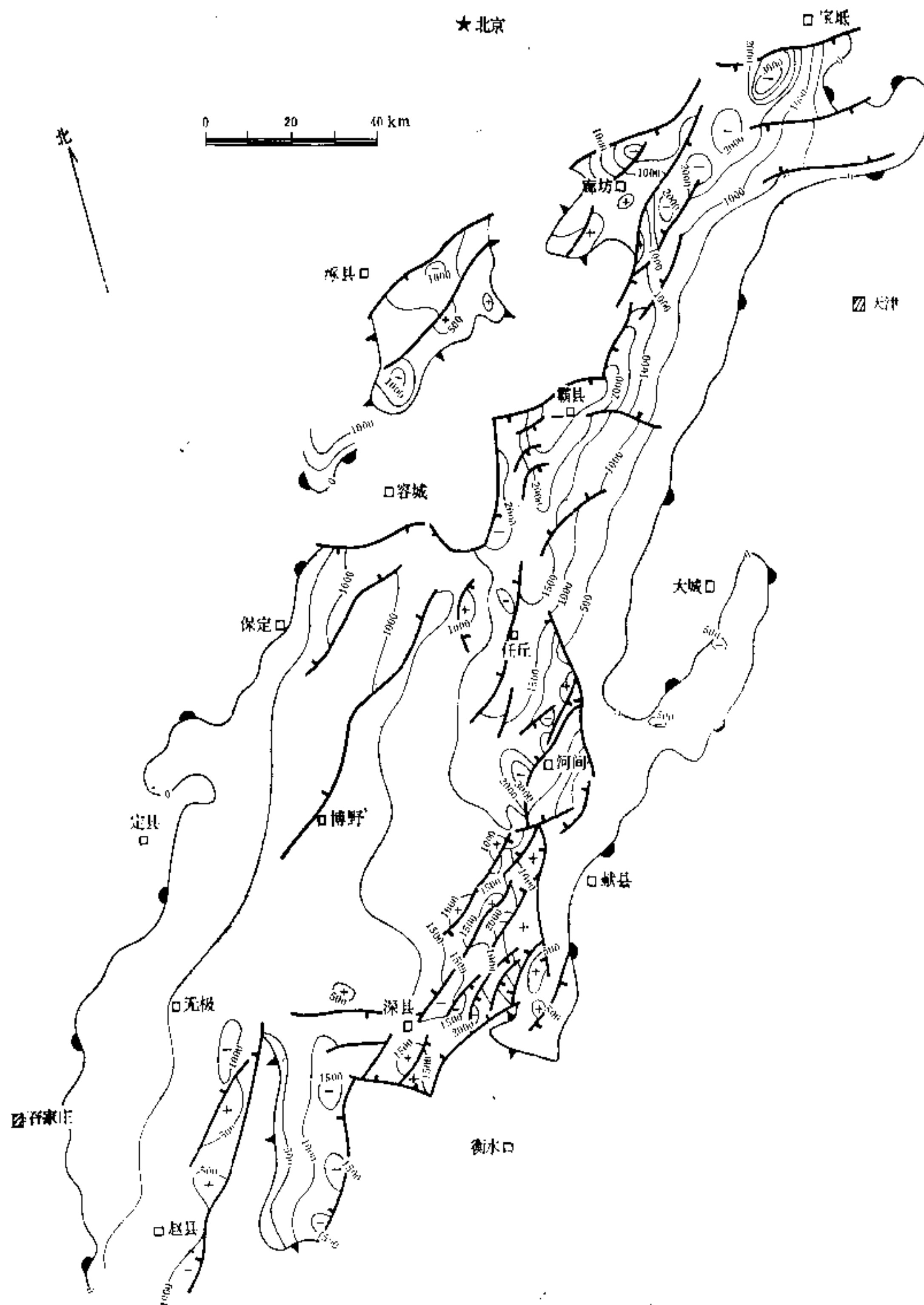


图 4-9 冀中坳陷下第三系东营组—沙一上段等厚图

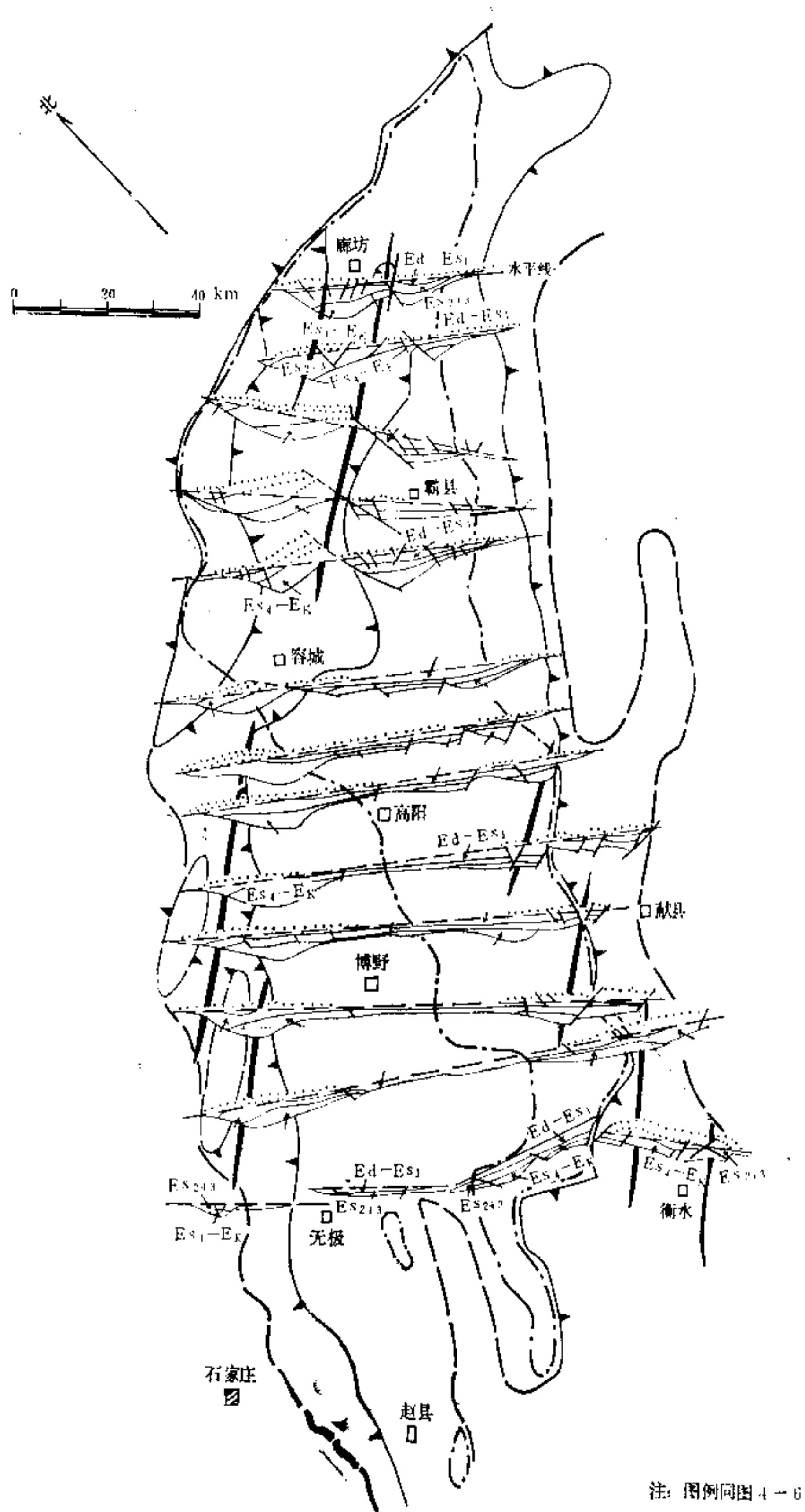


图 4-10 冀中坳陷东营末期构造纲要图

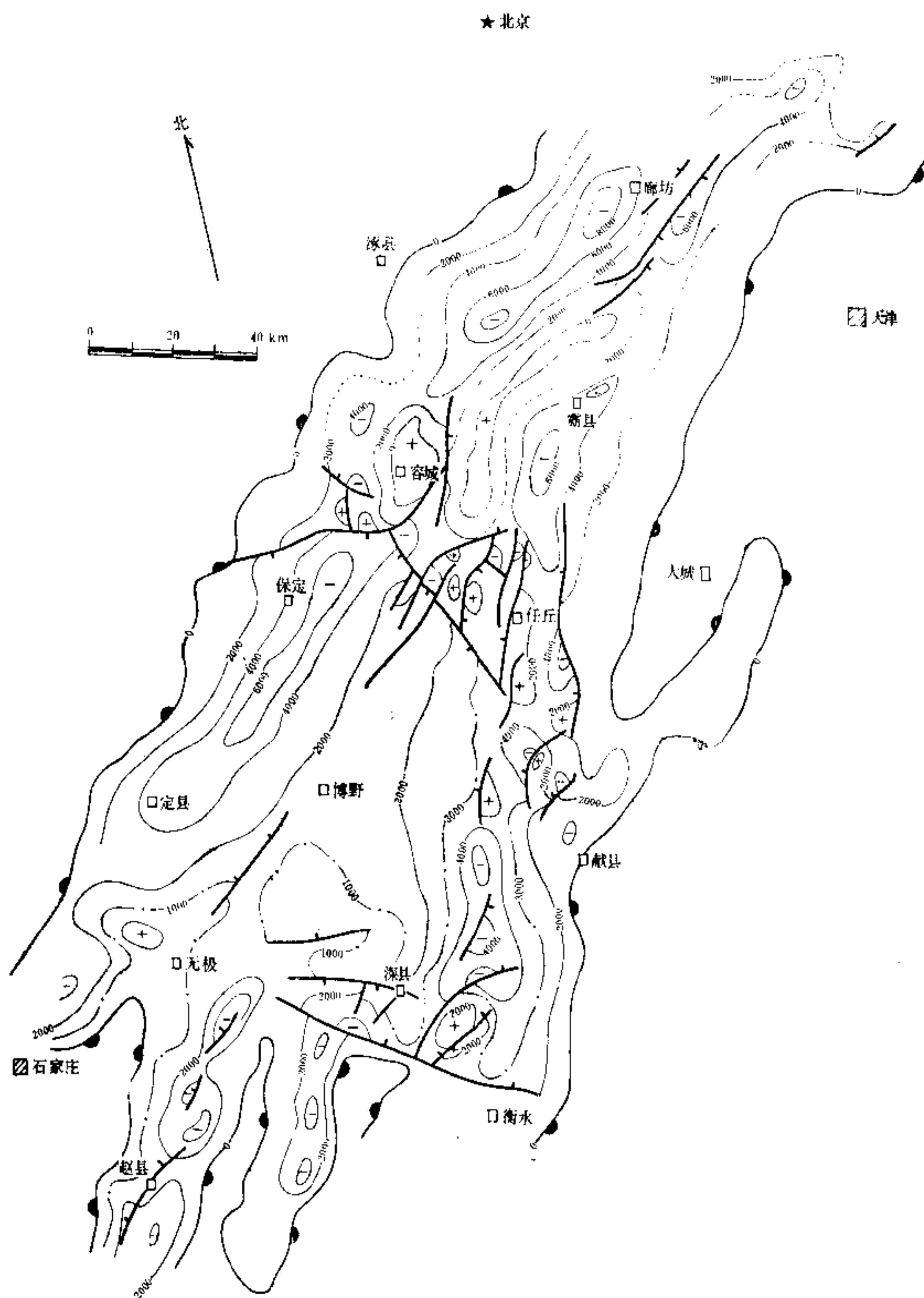


图 4-11 冀中坳陷下第三系等厚图

（2）沙二末期构造运动●规模较大，使构造方向发生了重大变动，并造成了广泛的不整合。

1）西部凹陷拱起、遭受一定的剥蚀。不同层位与上覆呈区域东倾单斜的沙一段接触。构造线呈北北东向雁行排列（图4-8）。

2）东部凹陷带及中央隆起带的构造形变亦很普遍，在这两个带，虽由于断裂及后期剥蚀，使古构造的分析困难。但在一些地区还是能够观察到不整合面上下的角度关系，如在西城凹槽中可以见到沙二、三段向河间潜山方向与沙一段间的微弱角度关系；再如武强地区向孙虎潜山，高阳北部向安新、雄县、雁翎等高点也可见到沙二、三段与沙一段的微弱角度而接触；杨村一文安斜坡则无论钻井或地震资料在T_4以下均发现明显剥蚀。

3.东营—沙一期

（1）东部凹陷带断裂活动强烈，沉降中心转至东部凹陷带的中段霸县凹陷，最大沉降幅度3000米。西部凹陷带完全消失，与中央隆起带连接为一体，呈东倾单斜（图4-9）。

（2）东营末期构造运动，形成了上下第三系间的区域不整合。

从图4-10可以看出，本期区域构造线方向为北北东向。经过这期构造运动，本的断裂活动大部消失或变弱，一些被大断层活动控制区凸起和潜山也基本定型（图4-11），从而结束了早第三纪以来冀中坳陷以基岩块体断裂翘倾活动为主的构造运动形式，进入了一个新的构造发育阶段。

4.晚第三纪

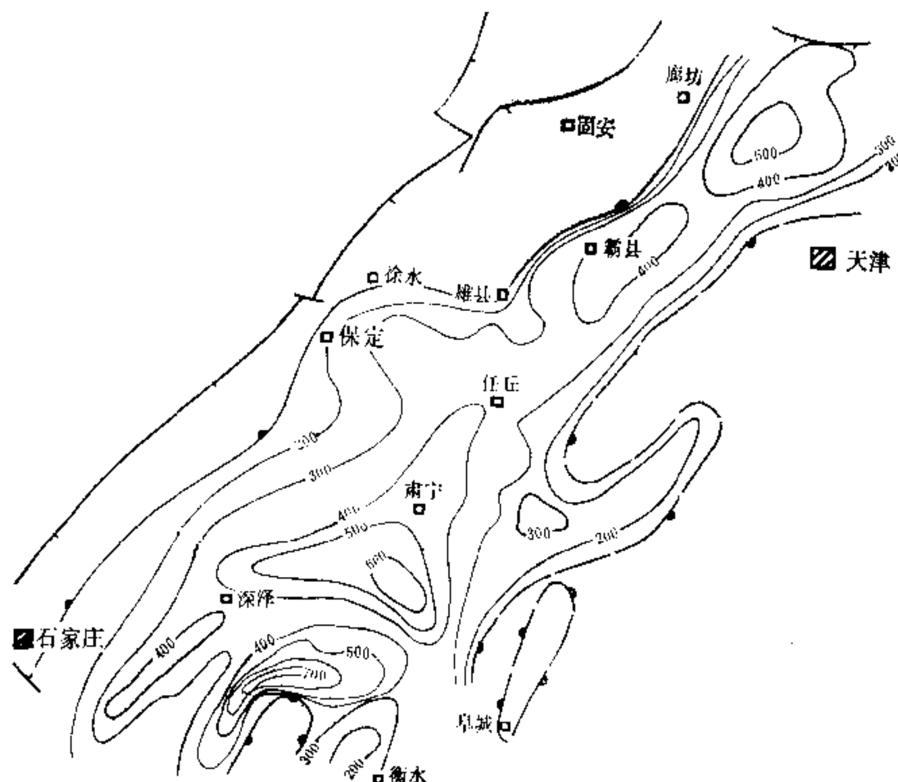


图 4-12 冀中坳陷馆陶组等厚图

● 系指地震T_4、T_6反射层之间的构造运动，地震T_4反射层系一个不整合面，其相应的地层时代有争议，有人认为相当于沙一段底，也有人认为与沙二段底相当。本文按前者。

如上所述，区内构造活动形式进入了一个新的以坳陷为主的阶段，全区成为一个统一的沉降单元。沉积中心从东营期的霸县凹陷向北移至武清凹陷，上第三系最大厚度可大于3500米。馆陶期和明化镇早期，在各高部位如凸起及坳陷边缘等处，尚无沉积（图4-12），但沉降范围大为扩展。坳陷区内除了廊固凹陷、牛驼镇凸起及宁晋凸起外，整体成为一个沉积单元。

明化镇晚期，全区进入平原沉降阶段，并且与东部的黄骅坳陷、南部的冀南地区及其间的沧县隆起和邢衡隆起连为一体。

晚第三纪以来，由于本区断裂活动强度小，仅王草庄、王家务、高家堡及马西等地区的少数断层有轻微活动，相应地发生了一些微弱的构造形变。与其它坳陷相比，断裂活动要微弱得多。这乃是本区上第三系油藏不多的重要原因

第二节　冀中坳陷构造运动特点

冀中坳陷的构造运动具有如下几个重要特点。

一、早第三纪构造运动以基岩块体翘倾活动为特征

基岩块体翘倾活动是区内地壳产生拉张应力的反映。拉张应力的产生，则是上地幔拱升与地壳变薄的结果。如图4-13，地壳厚度在坳陷区内为33～34公里，而在太行山及燕山隆起区则为37～44公里，坳陷区正对应着上地幔拱升区，互成镜像反映（图4-14）。

图 4-13　渤海湾盆地莫霍面等深线示意图

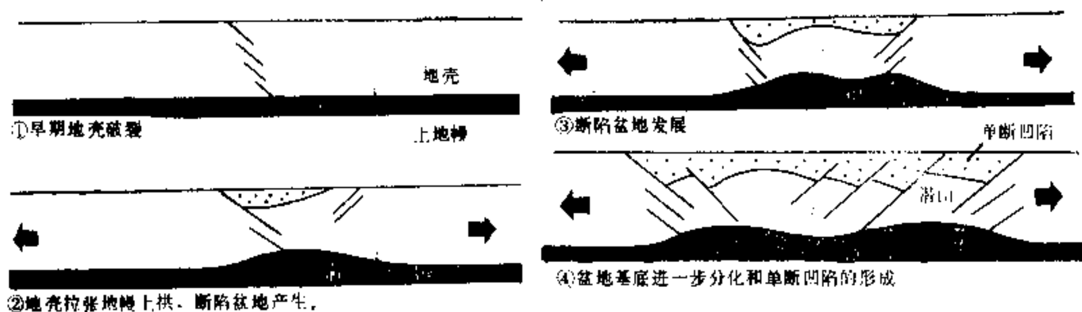


图 4-14 拉张盆地形成机理示意图

地壳拉张结果使基底破裂、离散，造成许多断块，断块持续活动，发生扭转，成为一端上升、一端下降的单斜，这种构造活动称之为基岩块体翘倾活动。基岩块体翘升一侧为潜山或凸起，下降一侧则成为单断箕状凹陷(图4-14)。本区有13个大型基岩块体，(图4-15)由其翘倾活动形成为11个单断凹陷。与此同时构造发生反向活动，使前第三纪构造低部位（如河西务、牛驼镇等地区）的基岩变为高部位，反之使原来构造高部位变为低部位，如廊固地区基岩在前第三纪原为大兴背斜的顶部，而在早第三纪以来却变为凹陷中心（图4-16)。

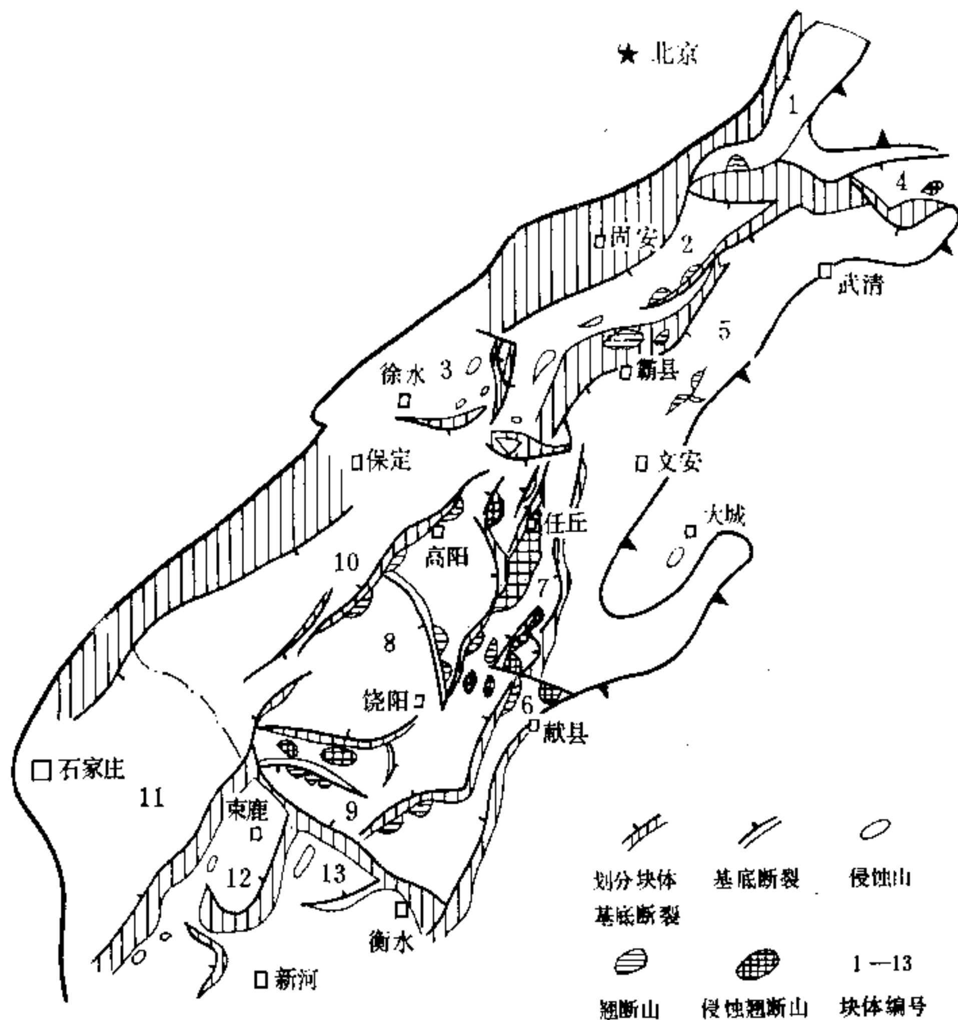
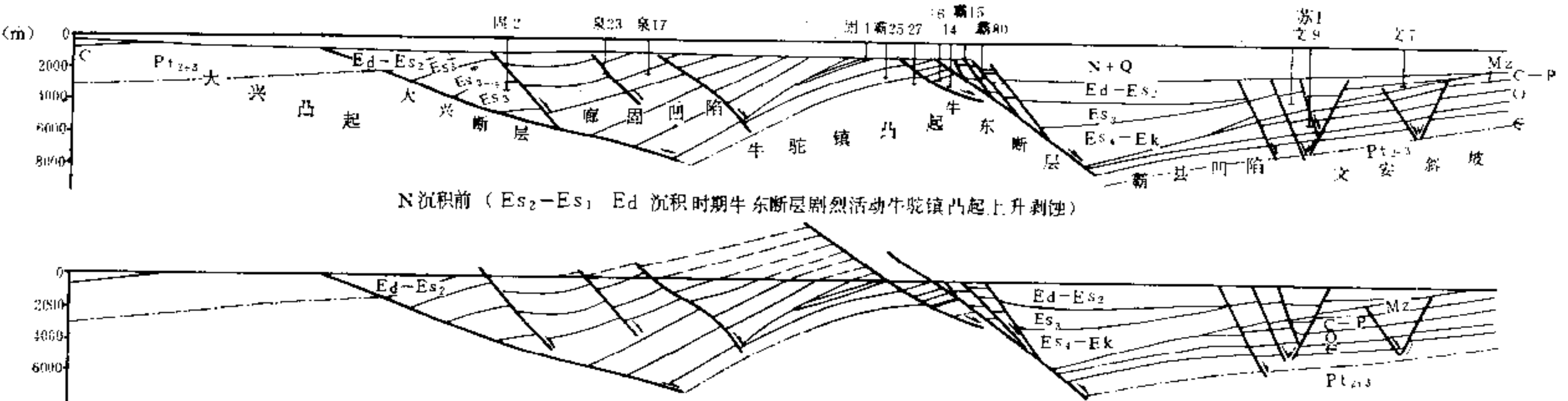
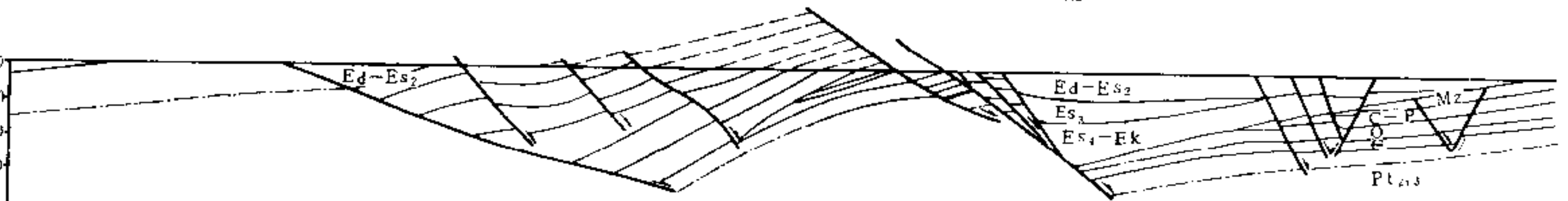


图 4-15 冀中坳陷基岩断层与潜山分布关系图









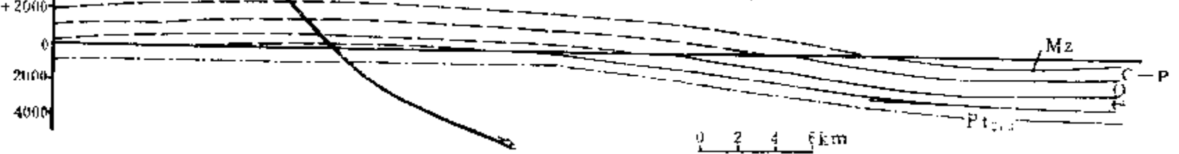


图 4-16 大兴凸起—文安斜坡构造发育剖面图

二、晚第三纪构造运动以整体坳陷为特征

晚第三纪的构造发育特点与早第三纪截然不同。晚第三纪以整体沉降为特点，到明化镇晚期坳陷型沉降区不断向外扩展，使整个渤海湾盆地西部变为一体，成为一个大平原。

三、多期构造运动的迭加，形成了区内特有的构造面貌。

1.形成了大量的潜山

基岩块体的翘倾活动是形成潜山的基本条件，按其在后期遭受的风化程度，大体有三种类型的潜山：

（1）剥蚀潜山（残丘）

分布于基岩块体翘升一侧，主要是在长期风化剥蚀作用过程中，由于不同岩性的差异剥蚀作用而形成的。这种潜山一般规模小、风化淋滤程度高、山顶浑圆，具有老年期地貌特征。往往沿基岩翘升侧断层上升盘呈串珠状分布，如牛驼镇凸起沿牛东主断层分布的一系列剥蚀潜山。目前，在整个坳陷内已发现此类潜山21个，其中霸28井“残丘”已发现工业油藏。

（2）侵蚀翘断潜山

这种潜山是由断裂及风化两种因素共同作用形成的，是目前坳陷区内最为发育的一种类型。如任丘潜山，它位于任西大断层形成的一个西翘东倾基岩块体的翘升一侧，从组成潜山的地层具有南老北新这一特征来看，这个块体同时还具有南翘北倾的活动特征。从始新世开始到渐新世早期，任西断层活动使基岩块体西侧不断翘升，连续遭受侵蚀风化，因而使潜山顶缓翼陡，高点偏离断棱（图10-1），从沙三期开始翘升活动减弱，潜山逐步被超覆，至沙二末期则全部被覆盖。沙一—东营期翘升活动更为微弱，仅使地层在潜山顶部变薄。晚第三纪开始，任西断层活动基本消失，基岩块体处于稳定状态。这种“早强、中弱、晚稳定”的基岩块体翘倾运动，是形成任丘式潜山的基本因素。类似的潜山还有很多，如白庄子、八里庄等。

（3）翘断潜山（断块潜山）●

这种潜山的形成时间较晚，是在下第三系沉积了一定厚度之后，基岩块体才发生断裂翘倾活动，形成翘断潜山，实质上它是由翘断作用抬升起来的一个基岩断块。其特点是上覆第三系与基岩面平行，没有明显的超覆现象，基岩经受风化时间短。按成山时间，可以把这种潜山分为早期（Es_4—Ek）翘断山，后期（Es_2—Eb）翘断山，前者如凤河营等；后者如南孟、龙虎庄等。

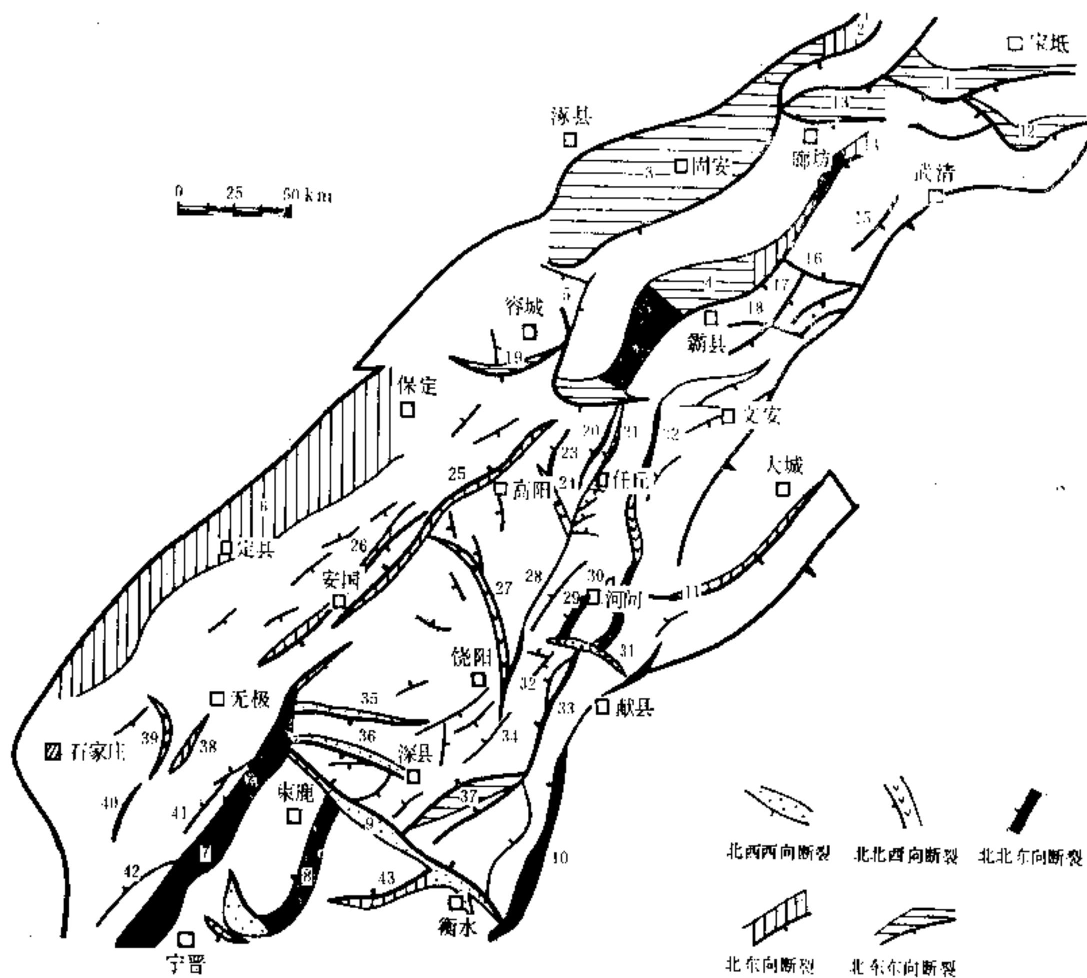
上述三种类型潜山，目前在区内共发现有179个，合计圈闭面积2220平方公里。

2.形成了多期、多组系的断裂网络

区内多期活动的断裂叠加在一起，其数量成千上万，但大体可以归结为两种类型、五个组系。两种类型：第一类是前第三纪发育，但在第三纪已停止活动、或活动减弱的断层。前者如任丘潜山内幕的一些断层，后者如高阳—博野、苏桥、五尺、出岸等断层。第二类是主要发生在早第三纪中晚期的断层，如桐柏镇、河西务、牛东—霸县等断层。两类断层中具有重要意义的主要有43条，组成五个组系（图4-17）。

北北东向（NE20°～30°）：主要分布在东部凹陷带，如河西务、牛东、容城东、献

● 实际上为基岩断块。为遵重习惯，避免混乱，仍叫翘断潜山。



1	宝坻断层	10	献县断层	19	徐水—安新断层	28	任南断层	37	虎北断层
2	夏垫断层	11	大城断层	20	长洋淀断层	29	河间西断层	38	藁城东断层
3	大兴断层	12	王草庄断层	21	任丘断层	30	河间断层	39	藁城西断层
4	牛东—霸县断层	13	桐柏镇断层	22	南马庄断层	31	留北断层	40	栾城断层
5	容城东断层	14	河西务断层	23	白庄子断层	32	大王庄东断层	41	赵兰庄断层
6	定兴—石家庄断层	15	葛渔城断层	24	出岸断层	33	留路断层	42	赵县断层
7	宁晋断层	16	信安北断层	25	高阳-博野断层	34	皇甫村断层	43	前磨头断层
8	新河断层	17	苏桥断层	26	安国断层	35	南王庄断层		
9	衡水断层	18	台山断层	27	丘尺断层	36	旧城北断层		

图 4-17 冀中坳陷断裂组系图

县、苏桥、任丘、河间、留路、宁晋、新河等断层。这组断层一般都具有雁行排列特征。

北东向（NE45°±）：主要分布在中央隆起带脊部及其西翼，在东部边缘有大城等断层。

北东东向（NE70°～80°）：主要分布在徐水—文安一线以北地区，如桐柏镇、宝坻、王草庄、霸县、徐水—安新等断层，此外在杨村—文安斜坡还有一些延伸短、断距小的断层。

北西西向（NW60°～78°）：主要分布在东部凹陷带，如衡水、旧城北、留北、信安镇北及台山等断层。

北北西向（NW8°～25°）：主要分布在中部地区，有南马庄、出岸、五尺等断层。

坳陷区各期断层活动迭加，结果使不同时期、不同级别、不同方向的断层线在平面和剖面上形成各种各样的组合形式，如在平面上有雁列断层系、帚状断层系，在剖面上有对偶断层系等。

3.形成了类型众多的表层构造

根据其成因可将区内表层构造归结为七种类型。

（1）披覆构造：本区第三系特别是下第三系各期沉积都是伴随基岩块体翘倾活动进行的，因此从整体上看，各主要隆起和潜山的上覆层都是披覆构造。如任丘、雁翎、大王庄、河间、留路、八里庄等潜山或潜山群，但有的仅在某些层段中产生披覆构造，如河间东、肃宁、深南等潜山，仅在沙四段—孔店组中存在披覆构造。

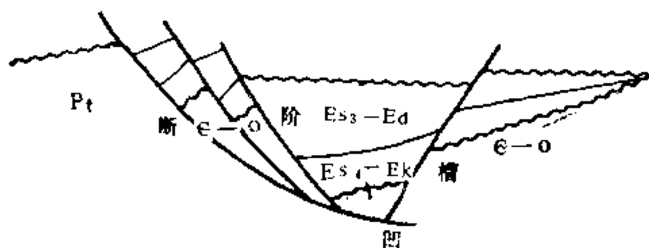


图 4-18 由重力陷落产生的断阶构造示意图

（2）断阶构造：主要分布在单断凹陷陡侧，往往围绕着深凹槽分布。如霸县、米黄庄、长洋店、韩家村、虎北、何庄及赵兰庄等断阶构造（图4-18）。

（3）重力滑动构造：重力滑动构造是指在单断凹陷的缓翼（斜坡上）上，地层向构造低部位滑动过程中，由于滑动面上的阻挡限制而产生的构造，如固安凹陷西部的一些鼻状挠曲。其特点是构造轴线垂直于牛北斜坡走向，倾没端指向凹陷低部位，其上又往往为反向正断层所切割，成为“爬”在斜坡低部位的一个断鼻构造（图4-19）。

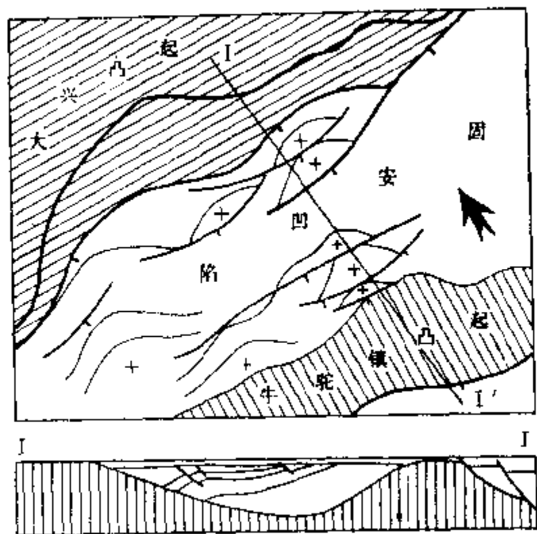


图 4-19 固安凹陷西部重力滑动构造示意图

（4）塑性岩体拱升构造：区内发现了由塑性岩体拱升形成的构造，如霸县凹陷沙三段膏盐层集中分布区的高家堡构造，可能

为膏盐拱升产生的构造。其依据：一是，钻井证实沙二、三段膏泥岩、盐岩层厚达800米；二是，高家堡构造变形一直延续到上第三系顶，这在冀中坳陷是罕见的，与全区构造历史很不协调；另外是由泥岩拱升形成的构造，如留楚地区沙三段就有类似构造分布（图4-20）。

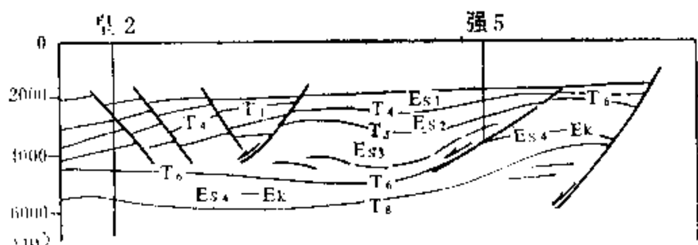


图 4-20 冀中坳陷留楚地区底辟构造示意剖面图

（5）挤压构造：挤压构造一般位于凹陷中心，平行凹陷轴。如西部凹陷带在沉积最厚的中央部分，沙二段以下地层几乎全部变形拱起，形成一系列雁列构造（图4-6、图4-8）；东部凹陷带也有，如肃宁、留楚等构造。挤压构造在顶部往往发育有对偶断层，使顶部陷落。

（6）逆牵引构造：本区逆牵引构造比较多，均发育于同生大断层下降盘。如处于薛庄断层下降盘的薛庄东营组构造（图10-23）、河间断层下降盘的东营组构造（图10-28），及宁晋断层下降盘的赵兰庄构造（图4-5）等等。

（7）断块群：系指局部构造显示不清，在上倾方向及其两侧由一系列断层切割所形成的圈闭断块。这种断块，在各斜坡区广泛发育。

第三节 构造单元划分

冀中坳陷四周分别与太行山、燕山、沧县及邢衡隆起相连，其边界线或为断层（如宝坻—大兴、保定—石家庄），或为下第三系缺失线（如文安斜坡），都比较清楚。

对坳陷内部构造单元的划分，从不同角度有过多种划分方案。对比之下，以采用凸起、凹陷划分方案较为合适。为了突出与油气关系密切的构造单元，在凹陷内又进一步划分出凹槽及构造带（图4-21、表4-2）。现将有关划分原则简述于下：

一、凹陷与凸起的划分和分类

凹陷为坳陷内的次一级负向构造单元，分布有较厚的下第三系；凸起为坳陷内的次一级正向构造单元，一般缺失下第三系在平面上分割凹陷。

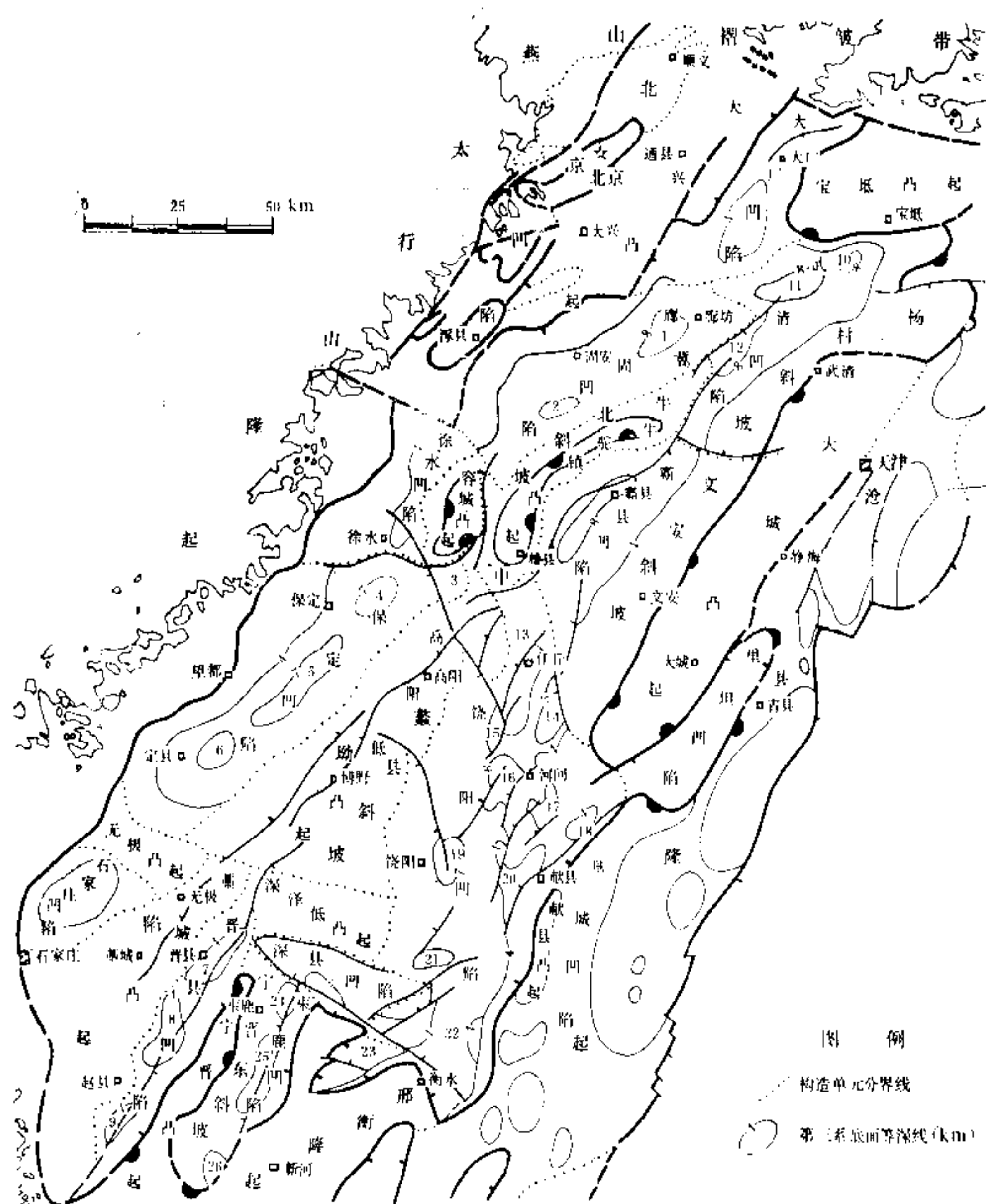
1.凸起与凹陷的边界一般为大断层线和下第三系缺失线，仅无极、藁城凸起因下第三系为红色粗碎屑堆积，按其500米等厚线为界。小于500米者为凸起，大于500米者为凹陷。

2.低凸起边界取下第三系2000米等厚线。小于2000米者为低凸起，大于2000米者为凹陷。

3.低凸起之间，凹陷之间的界线用分界断层或鞍部中线。

按此原则，在全区共划分出凸起7个（包括高阳及深泽两个低凸起），凹陷11个。这些凸起和凹陷在坳陷中大体组成了三个带：

（1）西部凹陷带，包括大厂、廊固、徐水、保定及石家庄等五个凹陷，面积7600平方公里。



1	廊坊凹槽	8	贾市凹槽	15	任南凹槽	22	虎东凹槽
2	固安凹槽	9	南寺凹槽	16	河间西凹槽	23	前磨头凹槽
3	容南凹槽	10	南仁浮凹槽	17	河间东凹槽	24	双柳凹槽
4	保北凹槽	11	下武旗凹槽	18	西城凹槽	25	陈家庄凹槽
5	保南凹槽	12	马圈凹槽	19	留西凹槽	26	东旺凹槽
6	定县凹槽	13	鄚西凹槽	20	留东凹槽		
7	宿县凹槽	14	马西凹槽	21	虎北凹槽		

图 4-21 冀中坳陷构造单元图

表 4-2　冀中坳陷构造单元划分表

二级单元	面积(km^2)	三级单元：基底构造：凹槽	潜山带(群)	面积(km^2)	盖层构造带(群)	面积(km^2)	主要局部构造
1.大厂凹陷($Ek—Es_4$)①	1200		1.凤河营潜山带	185			潜山：凤河营、牛堡屯
			2.侯尚村潜山带	105			潜山：侯尚村
2.廊—固凹陷($Ek—Es_3$)	2070	1.廊坊凹槽	3.河西务潜山带	415			潜山：安次东、东储、刘其营、别古庄、永清 盖层构造：指挥营、韩村、安次东
		2.固安凹槽			4.固安—旧州构造带	510	盖层构造：旧州北、固安义合、吴家屯、梁家井
					5.柳泉—曹家务构造带	390	盖层构造：柳泉、曹家务、王居、琥珀营、刘务庄、前石家务、大伍龙
							盖层构造：旧新城、辛立庄、西孟良营
3.徐水凹陷($Ek—Es_3$)	930		6.黑龙口潜山群	18			
4.保定凹陷($Ek—Es_3$)	2800	3.容南凹槽					
		4.保北凹槽					盖层构造：孟庄
		5.保南凹槽			7.清苑构造带	290	盖层构造：清苑北、清苑、大白团、河图、耿家桥
		6.定县凹槽			8.大辛庄构造带	180	盖层构造：大辛庄东、李亲顾
5.无极凸起	370						潜山：无极($TЄ_2$①)、郜邰($TЄ_2$)
6.石家庄凹陷($Ek—Es_4$)	600						
7.牛驼镇凸起	1030						潜山：牛1井、牛2井、牛3井、牛4井、牛5井、牛6井、牛7井、霸28井、淀北
8.容城凸起	370						潜山：容1号、容2号、容3号、容4号、容5号

二级单元	面积（km²）	三级单元					主要局部构造
		基底构造			盖层构造带（群）	面积（km²）	
		凹槽	潜山带（群）	面积（km²）			
9.高阳低凸起	2850		9.雁翎潜山群	270			潜山：安新、关城、白庄子、刘李庄
			10.高阳北潜山群	180			潜山：高阳北、高阳、路台、董庄 盖层构造：董庄北
			11.高阳—博野潜山带	280			潜山：北蔡、季郎、建华、博野
							潜山：何家庄南、东关、北玉田、温仁、安国南（Tg_2）无极北（Tg_2）
10.深泽低凸起	580						潜山：深泽、深泽东、刘村西、刘村、刘村北、泽58井、深县北、小堤
11.藁城凸起	2180						潜山：庄里、藁城、藁城东、栾城、沿河镇、（均为Tg_2）
12.晋县凹陷（Ek—Es_4）	1100	7.宿县凹槽			12.赵兰庄构造带	115	
		8.贾市凹槽			13.赵县构造带	180	盖层构造：南柏舍、赵县西
		9.南寺凹槽					
13.宁晋凸起〔隆尧凸起伸入坳陷部分〕	400						潜山：背里、扬崮、营伍
14.武清凹陷（Ek—Ed）	2560	10.南仁垺凹槽					盖层构造：王家务
		11.下伍旗凹槽					
		12.马圈凹槽					
			14王草庄潜山群				潜山：王草庄 盖层构造：侯家台、八道沽
							潜山：杨1井、杨村东、大孟庄、葛渔城

二级单元	面积(km²)	三级单元					主要局部构造
		基底构造			盖层构造带(群)	面积(km²)	
		凹槽	潜山带(群)	面积(km²)			
15.霸县凹陷(Ek—Ed)	2510		15.霸县潜山带	100			潜山：南孟、龙虎庄、顾辛庄 盖层构造：顾辛庄
			16.苏桥潜山带	800			潜山：堂二里、胜芳、苏桥东、辛各庄、王庆坨、信安镇、苏桥、苏6井、文23井、信安西、苏桥西、新镇东、史各庄东、文安西、陈庄、普来营、史各庄
			17.卧佛堂潜山带	625			潜山：吕公堡、卧佛堂北、卧佛堂、后留古寺(均为奥陶系潜山) 盖层构造：议伦堡、南马庄
16饶阳凹陷(Ek—Ed)	5200				18岔河集构造带	315	盖层构造：岔河集、叶家庄、高家堡
		13鄚西凹槽	19任丘潜山带	345			潜山：鄚东、鄚西、任丘、任西
		14马西凹槽			20马西构造带	130	盖层构造：于庄、任东、马西
			21八里庄潜山群	80			潜山：八里庄、薛庄、八里庄西
		15任南凹槽					盖层构造：西柳
		16河间西凹槽			22河间西构造带	180	盖层构造：榆林庄、梁村、宁2井 潜山：王家庄；河间西
			23河间潜山带	170			潜山：河间；河间东、河间南、留北、留路 盖层构造：河间、河间东
		17河间东凹槽					
			24河间东潜山带	190			潜山：八里庄东、献县北
		18西城凹槽					

续表

二级单元	面积 (km²)	三级单元 基底构造 凹槽	潜山带(群)	面积 (km²)	盖层构造带 (群)	面积 (km²)	主要局构构造
16饶阳凹陷 (Ek—Ed)	5200		25五尺潜山带	270			潜山：大百尺、中白楼、肃宁西、肃宁
			26留西潜山群	180			潜山：大王庄、大王庄东、留西
		19留西凹槽			27留楚构造带	225	潜山：皇甫村 盖层构造：皇甫村、留楚
					28元昌楼构造带	215	盖层构造：元昌楼、青莲寺、杨武寨
		20留东凹槽					
		21虎北凹槽					
			29孙虎潜山群	190			潜山：护驾池、孙虎、马庄
		22虎东凹槽			30武强构造带	280	盖层构造：武强、武邑北、武邑
		23前磨头凹槽					
17深县凹陷 (Ek—Ed)	540		31深县潜山带	180			盖层构造：深西、何庄 潜山：深西、何庄、何庄西、耿家营、清辉头
					32深县南构造群(E—N)	150	潜山：深南、西阳台、大堤 盖层构造：深南、深东、榆科
18束鹿凹陷 (Ek—Ed)	1080	24双柳凹槽			33束鹿构造带	270	盖层构造：南小陈、南贤丘、荆丘
		25陈家庄凹槽					
		26东旺凹槽					潜山：小刘村
总计	28370			4708		3430	

①为构造单元主要发育时间；

②T_{g_2}为地震反射界面编号，代表奥陶系顶面。

（2）东部凹陷带，包括武清、霸县、饶阳、深县、束鹿及晋县● 等六个凹陷，面积12990平方公里。

11个凹陷按其形态分为两种类型：一是单断式，由基岩块体沿主断层翘倾活动形成，平面形态呈椭圆状，剖面形态呈箕状，凹陷中心往往沿主断层下降盘低部位展布，平行主断层延伸，这是区内最多的一种类型，除饶阳凹陷外，均属此种类型；二是复合式单断凹陷，仅有一个饶阳凹陷，是由数个单断式基岩块体组合而成，由于差异沉降的结果，在凹陷中央形成一系列雁行排列的潜山带和相应的披覆构造带，如图4-3，这是本凹陷潜山带油气富集的重要原因之一。

从发育历史来看，区内11个凹陷又可分为三类：一是早期（Es_4—Ek）发育的凹陷，如晋县、石家庄、大厂等凹陷，主要分布在西部凹陷带的南北两端；二是早中期(Ek—Es_3)发育的凹陷，如保定、徐水、廊固等凹陷，分布在西部凹陷带的中北段；三是长期继承性发育的凹陷，如武清、霸县、饶阳、深县及束鹿等凹陷，集中分布在东部凹陷带。

凹陷中的最深部位叫凹槽，在一个凹陷中可以有几个凹槽，为了突出起见亦分别划出，共有26个（图4-21）。

（3）中央隆起带，夹持于两个凹陷带之间，包括牛驼镇、容城、藁城、无极、宁晋凸起及高阳、深泽低凸起，面积7780平方公里。其中牛驼镇、容城及宁晋为下第三系秃顶凸起，无极、藁城有较厚中生界，但下第三系很薄，高阳及深泽低凸起上覆盖的下第三系剖面较全，除底部缺失外，中上部各层段多有分布，唯厚度较薄，仅为凹陷区厚度的10～20%。

从内幕构造来看，中央隆起带大体是中生代冀中古背斜的核部；无极、深泽凸起走向北西，与中央隆起带呈十字交叉迭合。

二、构造带的划分与类型

构造带是由一系列有成因联系的潜山及盖层构造按带状排列的复合体。它们具有相似的油气聚集条件，是形成复式油气聚集带及进行油气勘探的基本单元。科学地划分构造带，既有理论意义，也有重要的实用价值。

1.构造带划分

由于坳陷经历了多期构造运动，各期构造形变的迭加，使构造面貌变得错综复杂，试图提出一种既能结合生产、又能反映其规律的完整划分方案是困难的。根据地质成因、展布规律及含油特点等因素，在区内划分出33个构造带，面积8138平方公里，其中潜山带19个，面积4708平方公里；第三系构造带14个，面积3430平方公里（图4-22）。

2.构造带类型

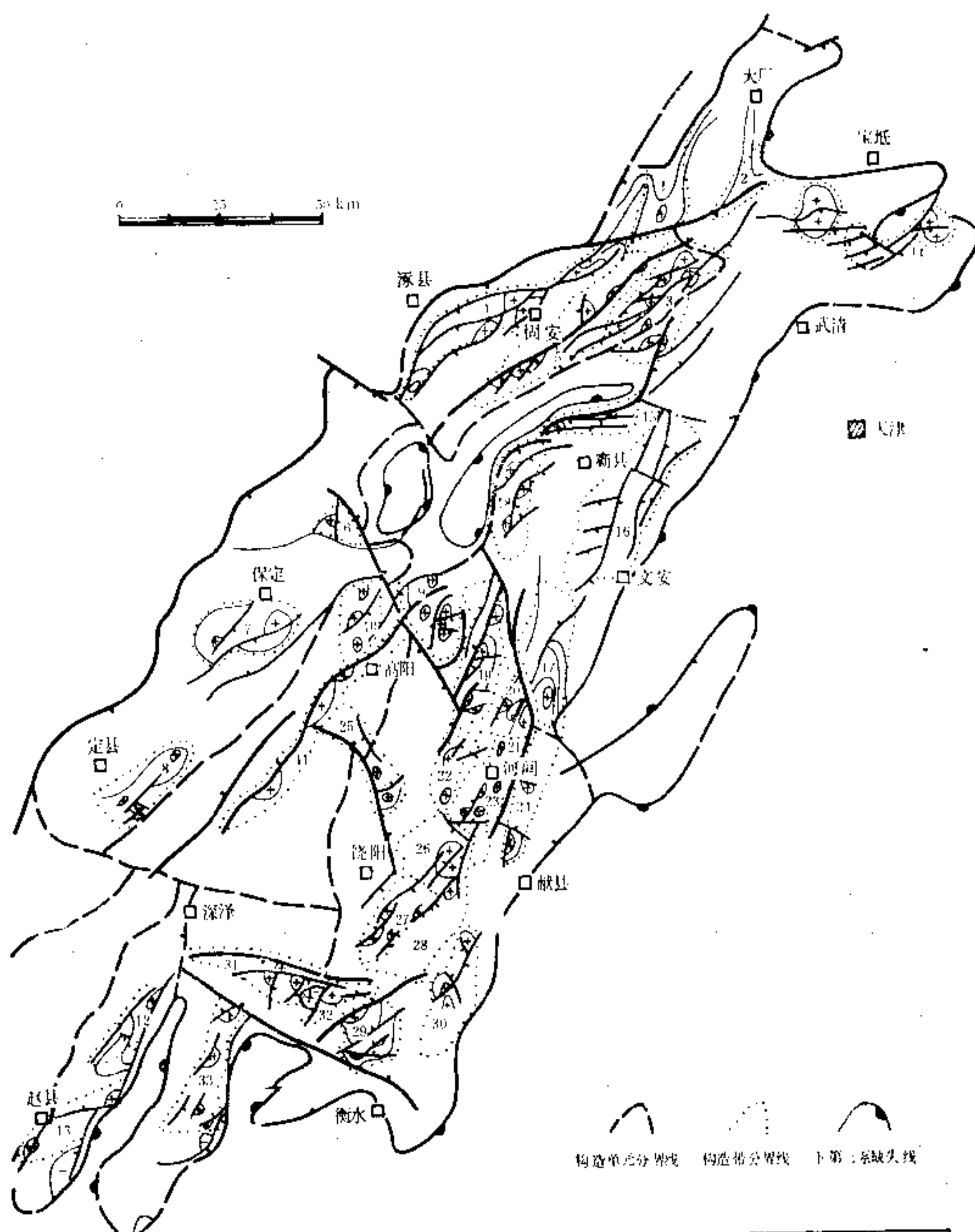
根据现有资料，将区内构造带划分为潜山和第三系两类六种。

（1）潜山带

这是以潜山为主体的复式构造带，又可分为三种：

1)侵蚀翘断潜山带　这是以侵蚀翘断山为主体组成的复式构造带。其主要构造成分有：潜山、切割潜山的断裂、潜山上的第三系披覆构造以及逆牵引背斜等。属于这一类构造带的有河西务等11个潜山带（表4-3）。

● 严格地讲，晋县凹陷应划归中央隆起带，为了在工作上方便，特归并于东部凹陷带。



1	凤河营潜山带	2	侯尚村潜山带	3	河西务潜山带	4	固安—旧州构造带	5	柳泉—曹家务构造带	6	黑龙口潜山群
7	清苑构造带	8	大辛庄构造带	9	雁翎潜山群	10	高阳北潜山群	11	高阳—博野潜山带	12	赵兰庄构造带
13	赵县构造带	14	王草庄潜山群	15	霸县潜山带	16	苏桥潜山带	17	卧佛堂潜山带	18	牲河集构造带
19	任丘潜山带	20	马西构造带	21	八里庄潜山群	22	河间西构造带	23	河间潜山带	24	河间东潜山带
25	五尺潜山带	26	留西潜山群	27	留楚构造带	28	元吕楼构造带	29	孙虎潜山群	30	武强构造带
31	深县潜山带	32	深县南构造群	33	束鹿构造带						

图 4-22 冀中坳陷构造带划分图

表 4-3 冀中坳陷构造带类型划分表

大类	类型	图示	构造带名称
〔1〕潜山构造带	侵蚀翘断潜山带		河西务、雁翎、任丘、八里庄、河间、河间东、卧佛堂、五尺、留西、深县，孙虎
	翘断潜山带		凤河营、候尚村、王草庄、蠡县、黑龙口、苏桥
	基岩内幕背斜潜山带		高阳北、高阳—博野
第三系构造带	挤压背斜构造带		柳泉—曹家务、清苑、大辛庄、岔河集、河间西、留楚、深南、元月楼
	逆牵引背斜构造带		固安—旧州、赵兰庄
	断裂构造带		马西、武强、束鹿、赵县〔2〕

注：〔1〕未包括凸起上潜山带。

〔2〕赵县构造带的类型，由于研究程度低有待进一步落实。

2)翘断潜山带（断块潜山带） 这是以翘断潜山为主休的复式构造带。其主要构造成分有：翘断山、潜山的上覆层断块、断层及牵引断块。此类潜山带的潜山顶部上覆层减薄或超覆现象不明显，而后期的剥蚀或地层缺失却较为明显。属于这一类的有霸县断阶潜山带等6个（表4-3）。

3)基岩内幕背斜潜山带 由发生在前第三纪基岩内幕背斜构造组成，其主要成分有：内幕断层及其所切割的背斜构造、后期断层及封堵断块、上覆层披覆背斜及断块、断鼻等。属于此类潜山带目前已划出的有高阳北、高阳一博野两个潜山带。

（2）第三系构造带

主要由盖层构造组成。个别构造带也包括潜山。按其成因大体也可分为三种：

1)挤压构造带 一般位于凹陷中心，背斜的最高部位，乃是凹陷的中心。这是由于基岩块体翘倾活动使凹陷两侧地层向凹陷中心产生重力滑动和挤压而形成的构造带。背斜顶部的拉张应力往往使顶部陷落成为地堑。属于这类的有柳泉一曹家务等八个构造带（表4-3）。

2)逆牵引背斜构造带 位于单断凹陷陡侧大断层断面上，是同生断层形成的同生构造带，有固安一旧州、赵兰庄等两个构造带。

3)断裂构造带 一般发育在大断层下降盘或斜坡区，由中小断层形成的一系列断块、断鼻或断阶组成的构造带。如马西断裂构造带等（表4-3）。

第四节 构造与油气分布

勘探实践表明，在一个含油气盆地中，构造是决定油气分布的重要因素。在本区特定构造条件下，构造对油气分布的影响，主要表现在以下几个方面：

一、由多层系、多圈闭类型形成的构造带，有利于形成复式油气聚集带

本区构造带往往由多层系、多圈闭类型组成、既包括第三系，也包括各时代各类型的基岩，既有各种构造圈闭，更有大量的地层、岩性圈闭，以河西务潜山带为例，简要分析于下。

河西务潜山带是位于廊固与武清凹陷之间的一个南高北低的构造带，以安次东、东储、刘其营、及别古庄等侵蚀翘断潜山和翘断潜山为主，包括上覆第三系各类构造和一系列地层超覆、岩性尖灭等多种类型圈闭。现今的这种构造特征是由其特定的地质历史塑造出来的。在中生代中晚期该区处于大兴背斜东翼低部位，到中生代末期一第三纪早期，在其西侧的背斜顶部产生了大兴断层，至孔店一沙三期，背斜顶部沿大兴断层急剧沉降，致使其沉降于大兴断层下降盘的最低部位，而使原为东倾的背斜东翼转变为西倾的单斜。于沙三末期河西务东侧的主断层开始发育，方使河西务地区成为高部位，开始向构造带发展（图4-6、图4-8）。沙二期由于该区南端牛驼镇凸起开始拱升，北部桐柏镇断层下降盘沉降加快。构造带又变为南高北低（图4-23），南段遭受严重剥蚀，使沙四下段也保存不全；而北段却沉积了2500米厚的沙二段一东营组。

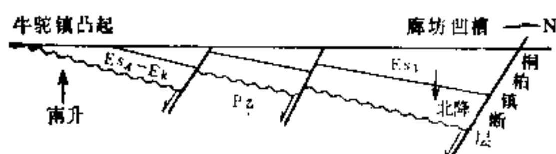


图 4-23 河西务潜山带沙三末期古构造剖面示意图

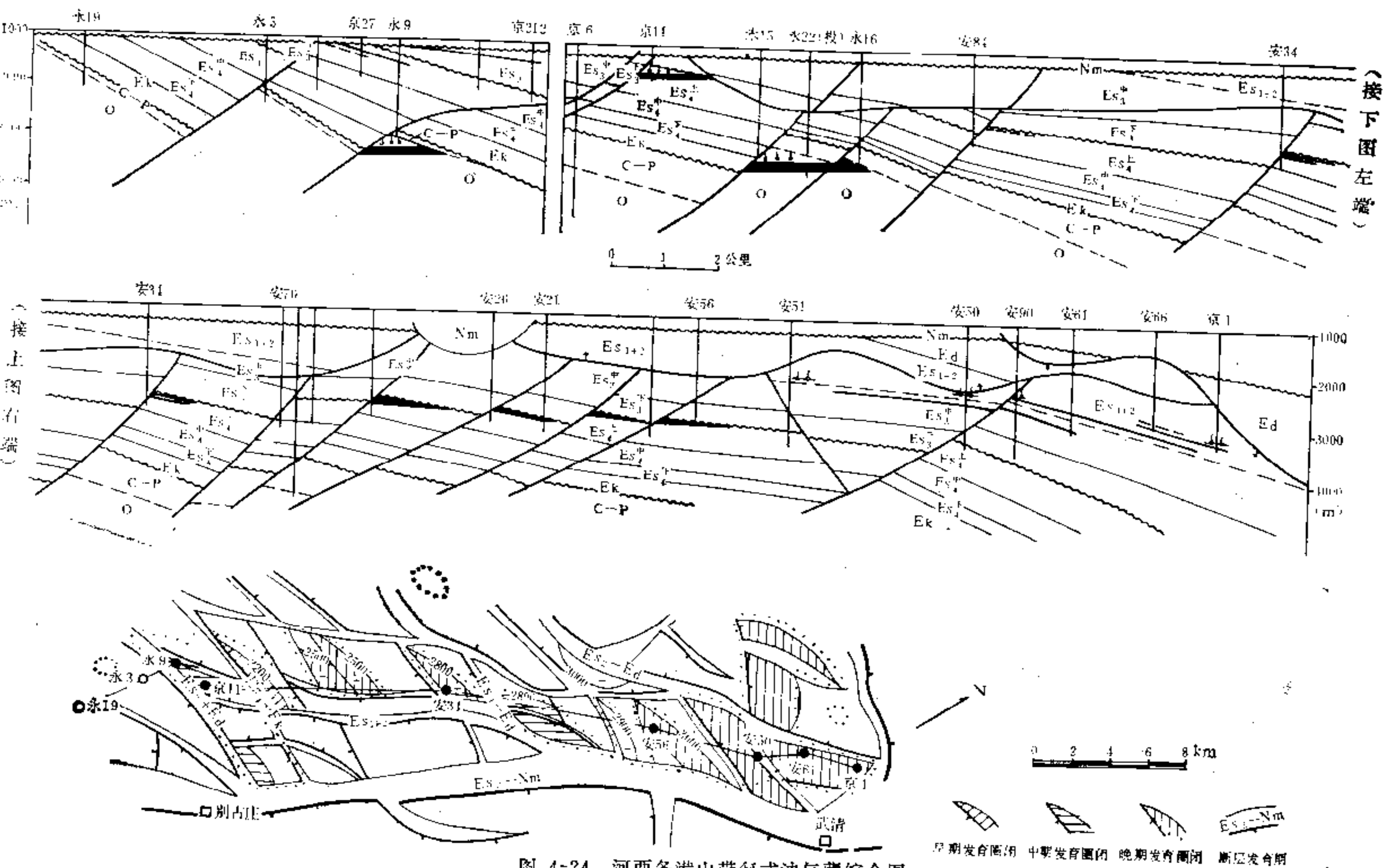


图 4-24 河西务潜山带复式油气藏综合图

反复的升降运动结果，形成了为数众多的不整合、地层超覆及岩 性 尖 灭 带。与此同时，由于受到了北东向大兴断层及北东东向桐柏镇断层的影响，本区相应地也发生了两组断层，彼此交切的结果，形成了一系列第三系菱形断块和翘断山、侵蚀翘断山等。这种复杂的构造面貌就成为形成复式油气聚集带的重要条件。

目前在河西务构造带已发现各层系多种类型的构造圈闭47个，累计圈闭面积280平方公里。已发现了三个油气田（别古庄、永清、河西务）、六个工业性产油气层位（O、Es_4下、Es_4上、Es_3、Es_2、Es_1）及多种油藏类型：潜山中有山头（京30）、山腹（刘其营）等；第三系中有断块（京11）、断鼻（安63）、背斜（安69）、不整合（京27）、地层超覆（安90，Es_2）、岩性尖灭（安50，Es_3）等（图10-9、图10-40、图10-46）。构造带中还包括有：油藏（京9）、气顶油藏（京11）、凝析气藏（京39,Es_4；刘其营,O）及纯气藏（安65、Es_1）等。含油气断块遍布整个潜山带，从而使本构造带成为一个在成因上有联系的多层系、多类型的复式油气聚集带（图4-24）。

二、构造对储集体分布的影响

坳陷内储集体主要有两大类，一类是砂岩，一类是碳酸盐岩。两类储集体的性能及分布均与构造活动密切相关。

1.中元古界、下古生界碳酸盐岩储集体的大部分储集空间，是经过多次构造升降、褶断运动形成的。在抬升期，岩溶作用形成了溶蚀孔洞（图6-7）；构造力作用形成了次生裂隙（图6-6）。

2.第三系砂岩储集体，往往沿同生主断层下降盘低部位发育，呈长条状展布，曾一度称之为"断槽砂体"。如大兴、桐柏镇、牛东、马西、河间西、定兴—石家庄等地带。在断层根部，各期砂岩均发育，比区域背景值高1～3倍。如沙一上段砂岩，在霸县凹陷牛东主断层根部厚150米，而其它地区却小于50米，为区域背景值的3倍（图3-30）；沙三段砂岩，廊固凹陷大兴主断层根部厚800米，而其余地区却为200～400米，为区域背景值的2～4倍（图3-24），这说明在同生大断层控制下，第三系储集层发育。因此，在主断层下降盘发现了较多的下第三系油气藏，如岔河集、高家堡、留西等。

三、晚第三纪断裂活动较强地区，往往形成上第三系油藏

晚第三纪活动强度较大的断层，使古油藏的油气或刚生成的油气向上运移，并积聚于上第三系圈闭之中。形成上第三系油藏。

从馆陶组底面构造图来看，断距大于100米的断层有马西—河间西—留西、牛东—河西务东等。目前已知的上第三系油藏均分布于这类断距大的断层两侧。

综上所述，冀中坳陷是在华北地台基础上发展起来的沉积坳陷。前中生代为稳定的地台发育阶段；中生代开始，构造活动明显，以断裂褶皱为主；早第三纪构造活动转变为以基岩块体翘倾活动为主，形成了多凸多凹的构造格局；晚第三纪断裂活动减弱，整体坳陷，成为统一的渤海湾盆地的一部分。

由于多期断裂活动及其多凸多凹的构造格局，造成了本区生油中心多、生油层系多、供油组合多等特点，从而形成了多层系、多类型的复式油气藏。

第五章 油 气 生 成

冀中坳陷内已经证实的生油层是下第三系，它是已发现油气藏的主要油气源层。此外，有资料表明中生界、石炭-二叠系及下古生界和中上元古界也具有一定的生油条件，特别是石炭-二叠系煤系地层，已证明是几个潜山油气藏的油气源层。

本章第一至第四节重点阐述下第三系生油层，在最后三节对其余三个生油层系也进行简要叙述。

第一节 原油类型及其地球化学特征

冀中坳陷下第三系生油岩生成的原油和天然气类别较多，既有低比重、低含硫、低胶质沥青质的原油，又有高比重、高含硫、高胶质沥青质的原油；既有甲烷含量高达95%的纯气藏，又有甲烷含量较低的凝析气藏，还有含量高达92%的硫化氢气藏。油气性质本身能提供大量关于生油层生油母质类型、成熟度及其沉积环境等方面的信息。因此，特先从油气性质分析入手来研究下第三系油气生成。

本区产油层系有海相中上元古界、下古生界及陆相的上、下第三系等20多个组段。其所产原油的物理性质及地球化学特征，除个别油藏（如廊固凹陷的京9、泉11，牛驼镇凸起的霸28，文安斜坡的高部位，高阳地区及上第三系和束鹿凹陷的晋7井等油藏）因遭受氧化而变质外，其余的大体上可分为三种类型（表5-1、图5-1），一是以霸县凹陷为代表的（包括廊固、深县和束鹿等凹陷）霸县型；二是以饶阳凹陷为代表的饶阳型；三是以晋县凹陷为代表的晋县型。

表 5-1 冀中坳陷三种类型原油的地球化学划分标志

分类标志			霸县型	饶阳型	晋县型
正烷烃	碳数分布曲线形态 主峰碳数		单峰型 C_{15}或C_{17}	双峰型 主峰$C_{22、23}$； 次主峰$C_{17、18}$	偶碳优势 C_{14}(或C_{18})
	C_{21}^{-}/C_{22}^{+}	一般范围/中值	>1 1.33 (44)①	<1 0.86 (46)	>1 1.37 (4)
类异戊间二烯烷烃	姥鲛烷/植烷	一般范围/中值	>1/1.49	<1/0.48	<0.4/0.23
	$\frac{iC_{15+16+18}}{iC_{19}+iC_{20}}$	一般范围/中值	>0.5/0.70	<0.5/0.29	<0.33/0.16
	$\frac{\Sigma i}{\Sigma n}$②%	一般范围/中值	<16/11.40	>16/24.56	41 (1)//
	Ph/nC_{18}	一般范围/中值	<0.8/0.35	>0.8/1.82	1.13~2.58/1.97

续表

分类标志			霸县型	饶阳型	晋县型
环烷烃	萜烷	Y-蜡烷 / C_{31}Hop./2	多数不含Y-蜡烷，少数油样比值<0.5	Y-蜡烷丰富；比值>0.5，中值=1 (41)	Y-蜡烷很丰富，中值4.22 (2)
	甾烷	重排甾烷 / $5\alpha(C_{27}+C_{28}+C_{29})$	重排甾烷多，中值0.87 (34)	重排甾烷少，中值0.19 (42)	中值0.80 (2)
		$5\alpha-C_{27}$ / $5\alpha-C_{29}$	多数≤1，中值0.91 (34)	多数>1，中值1.11 (44)	中值1.53 (4) 含丰富的孕甾烷系列
		4-甲基甾烷	多	无或极少	无
镍卟啉 (ppm)		最大值 / 中值	41.5 / 3.12	62.5 / 14.5	未测
微量金属元素	Ni (ppm)	一般范围 / 中值	<3.5 / 1.1	5~15 / 7.5	14~8.4
	V/Ni	一般范围 / 中值	>0.4 / 0.73	<0.42 / 0.15	0.2~2.0
芳烃红外光谱	两类初级H原子吸收峰强度		746>816(cm^{-1})	746≤816(cm^{-1})	746≥816(cm^{-1})
	芳烃结构指数 816/746(cm^{-1})	一般范围 / 中值	0.68~0.97 / 0.87 (20)	0.93~1.11 / 1.00 (11)	0.89~1.07 / 0.93 (3)
	芳烃"取缩比" 1380/746(cm^{-1})	一般范围 / 中值	0.90~1.52 / 1.18	1.50~2.16 / 1.77	1.73~2.58 / 2.11
组成	饱和烃 (%)	第三系原油 / 潜山原油	63.64 (22) / 74.60 (13)	53.19 (22) / 63.53 (20)	22.47 (1) / ／
	非烃+沥青质 (%)	第三系原油 / 潜山原油	19.37 / 11.88	29.26 / 20.10	32.66 / ／
油气物化性质	原油	相对密度	<0.85	>0.85	>1
		S含量(%)	<0.1	>0.1	>1
	天然气	相对密度	<0.75	>0.75	0.9~1.77
		CH_4含量(%)	>70	<70	<70
		iC_4/nC_4	>0.6	<0.6	<0.6
		H_2S+CO_2(%)	<5	>5	H_2S高达92%

①括号内数字系样品数； ②$\Sigma i/\Sigma n\% = \frac{iC_{15-20}}{nC_{14-30}}\%$。

一、霸县型

这种原油的主要标志（表5-1）：一是姥鲛烷多于植烷，即Pr/Ph>1，仅有少数第三系原油为1~0.7；二是正烷烃分布曲线呈单峰型，主峰为C_{17}或C_{15}、C_{14}。

其它标志还有：(1)五种类异戊间二烯烷烃总量相对较低，$\Sigma i/\Sigma n$普遍小于20%，多

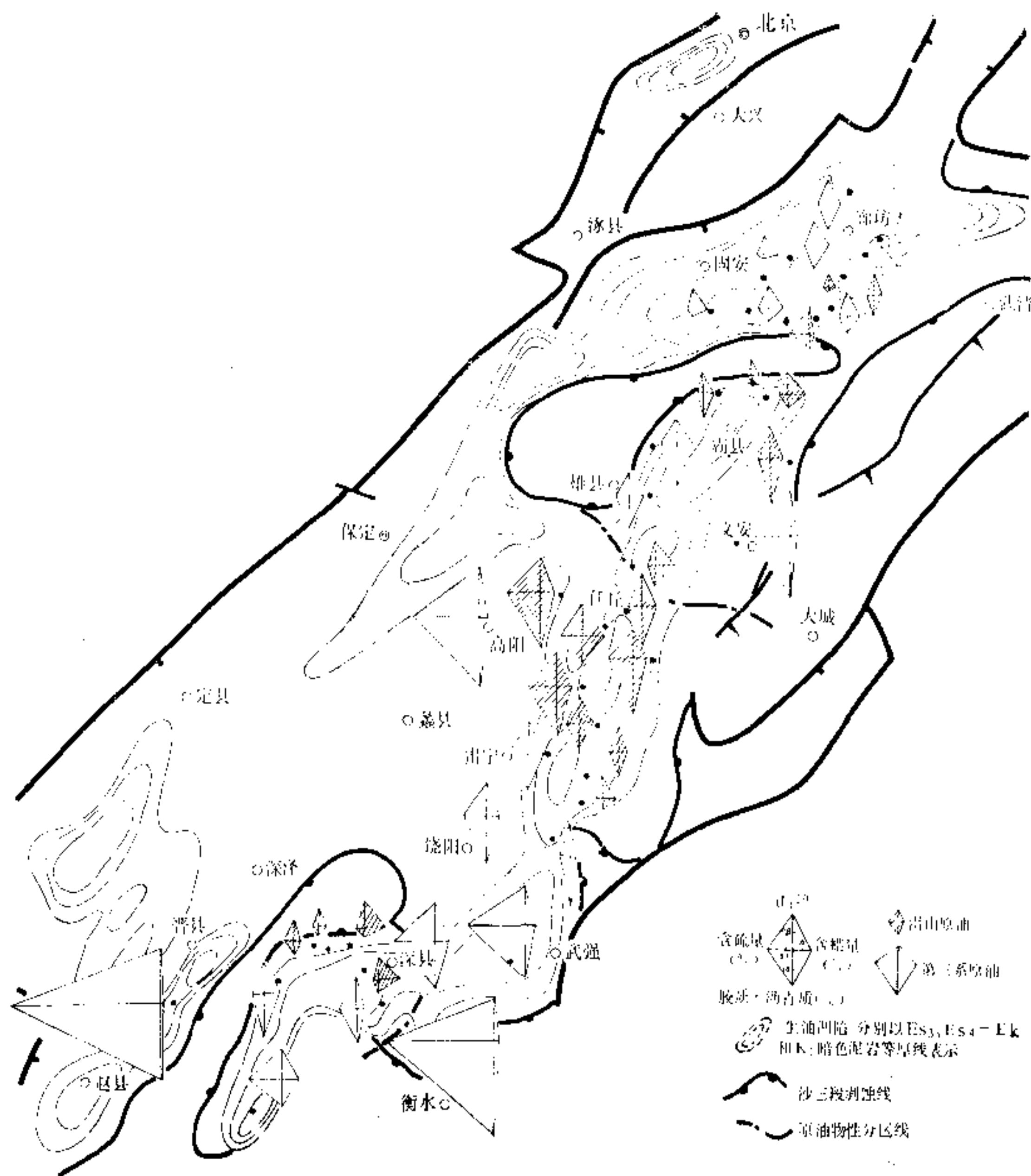


图 5-1 冀中坳陷原油物性分区图

数小于16%；$Ph/nC_{18}<1$，绝大多数小于0.8；$\frac{iC_{15+16+18}}{iC_{19+20}}>0.5$，最大可达3.08；（2）正烷烃轻重比值大，$C_{21}^{-}/C_{22}^{+}>1$，凝析油含量可高达5.37%；（3）环烷烃组成中，重排甾烷较多，γ-蜡烷含量甚微，4-甲基甾烷往往很明显，5α-C_{29}（豆、谷甾烷）多数$\geq5\alpha$-C_{27}（胆甾烷），陆生植物标记奥利烷（Oleanane）时有发现；（4）原油中镍卟啉含量低，一般小于10ppm，近30%的油样不含镍卟啉，$V/Ni>0.4$；（5）原油中饱和烃含量高（潜山原油中饱和烃含量大于70%，第三系原油大小50%），非烃加沥青质含量低，反映在原油物性上，为低比重、低粘度、低含硫（图5-1）；（6）芳烃红外光谱中两类初级氢原子吸收峰的相对强度是746>816cm^{-1}，芳烃结构指数816/746cm^{-1}一般小于1；芳环上

的环基取代基（"取缩比"）少，1380/746cm^{-1}一般小于1.5；（7）天然气特征为低比重（<0.75%）、低H_2S+CO_2（<5%）、高CH_4、高iC_4/nC_4（见图5-2），并有纯气藏及凝析气藏。

二、饶阳型

从表5-1的对比中，可以看出饶阳型原油与霸县型原油在许多方面有明显差异。一是植烷多于姥鲛烷，即Pr/Ph<1，除个别油样外，绝大多数小于0.7；二是正烷烃碳数分布呈不对称双峰型，主峰碳为C_{22}或C_{23}，次主峰碳为C_{17}或C_{18}。

其它方面还有：（1）五种类异戊间二烯烷烃总量相对较高，$\Sigma i/\Sigma n>16\%$，最高可达70%；Ph/nC_{18}绝大多数大于1，最高可达9.83；$iC_{15+16+18}/iC_{19+20}$则一般小于0.5；（2）正烷烃轻重比值小，C_{21}^-/C_{22}^+普遍小于1；（3）富含γ-蜡烷，$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{31}Hop\cdot/2}>0.5$，一般在1左右；重排甾烷含量低；4-甲基甾烷不明显，多数原油5α-C_{27}（胆甾烷）>5α-C_{29}（豆、谷甾烷）。（4）镍卟啉含量高，多数原油大于13ppm，最高可达62ppm；（5）饱和烃含量低（潜山原油一般低于70%；第三系原油只有35～65%），非烃加沥青质含量高（最高可达45%），与此相应，原油比重大于0.85，粘度和含硫量也比霸县型原油大（图5-1）；（6）芳烃红外光谱中两类初级氢原子吸收峰强度是746≤816cm^{-1}，芳环上的烷基取代基多，1380/746（cm^{-1}）>1.5；（7）石油伴生气的比重大，H_2S+CO_2含量较高，CH_4含量和iC_4/nC_4比值小（图5-2、表5-1）。没有纯气藏和凝析气。

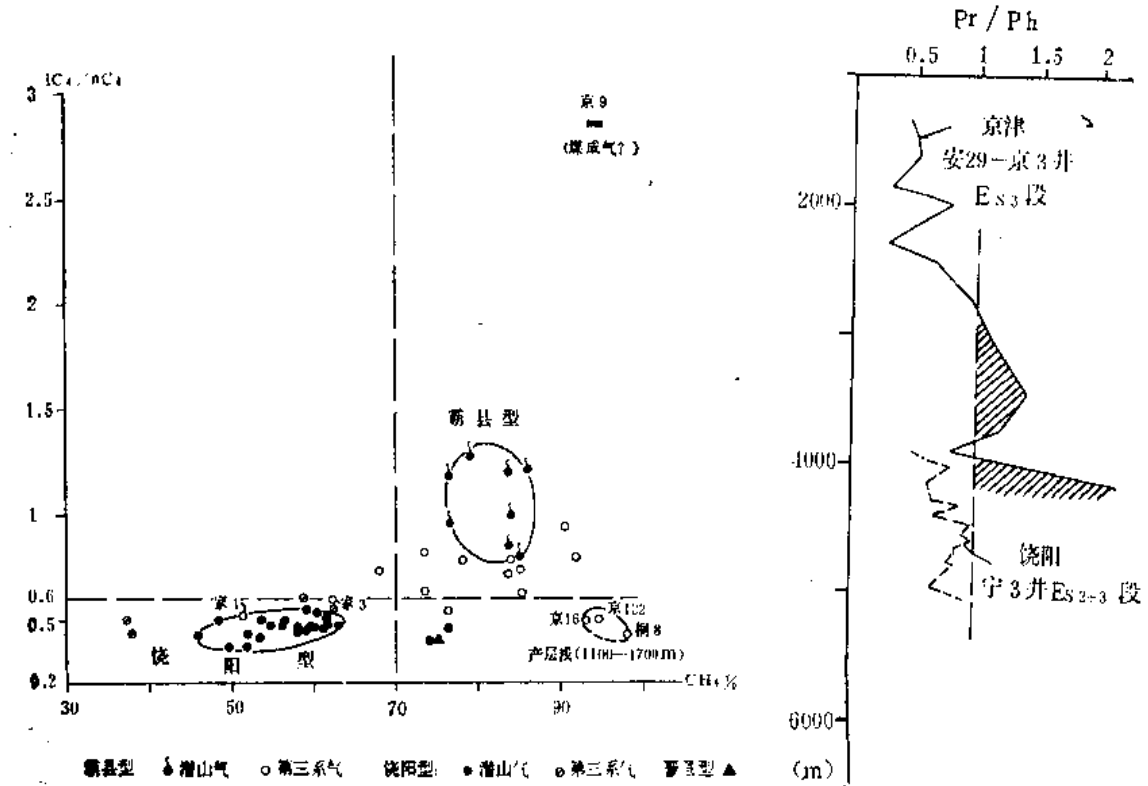


图 5-2 冀中坳陷天然气CH_4含量与iC_4/nC_4比值关系图

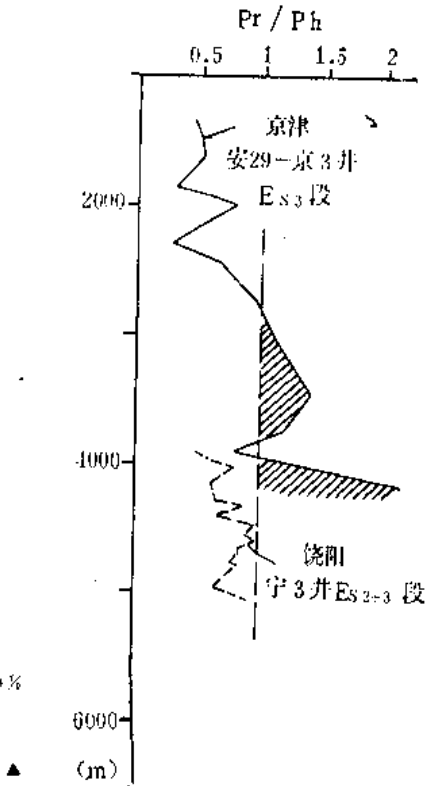


图 5-3 冀中廊固凹陷安29井与饶阳凹陷宁3井沙三段泥岩Pr/Ph的比较

三、晋县型

这类原油的特点是：(1) 正烷烃碳数分布曲线呈偶奇优势，OEP＝0.54～0.86，主峰为C_{14}或C_{18}；(2)有很强的植烷优势，Pr/Ph＝0.11～0.39；(3)甾烷组成中孕甾烷和甲基孕甾烷系列含量高；萜烷中γ-蜡烷特别丰富；(4)芳烃红外光谱中S═O(1000～1200 cm^{-1})和C—O(1300cm^{-1})的吸收很强；(5)原油中的饱和烃含量很低，只有22%；芳烃可高达45%，非烃加沥青质高达32%。与此相应，原油物性表现为高比重、高粘度、高含硫（>1%）；天然气中富含H_2S，最高可达92%（图5-1）。

根据以上特点可以得出以下结论：

1.霸县型原油成熟度高，母质中高等植物成分较重；

2.饶阳型原油成熟度较低，母质以水生生物为主；

3.晋县型原油则是一种典型的盐湖相咸水石油。

第二节 油源对比

冀中坳陷是一个以潜山油藏为主的多层系复合含油气区，油源对比首先应当研究潜山油藏的油源。经多方面研究表明，潜山油藏的油源主要来自下第三系生油层，其依据是：

1.潜山原油具有下第三系陆相原油含蜡高（7.31～25.6%）、含硫低(0.02～0.48%)的特点，而与海相地层如四川盆地古生界海相石灰岩中原油含蜡量为2.7%、含硫量大于7%的特点明显不同。

2.潜山原油孢粉化石组合与陆相下第三系沙河街组孢粉化石组合相同。如从任丘潜山4口井的原油中挑选出来的227粒孢粉化石中，有222粒属下第三系常见分子，下第三系化石占绝对优势。

3.潜山原油的卟啉族化合物具有陆相沙河街组原油特点。镍卟啉含量高（潜山原油为0.75～31.75ppm、沙河街组为2.5～62.5ppm),钒卟啉含量甚微（分析中未检出），两种原油的钒镍比值均小于1（0.08～0.82）。

4.潜山原油稳定碳同位素δC^{13}值为－28.22～－29.12‰，下第三系原油为－27.78～－28.86‰，沙河街组—孔店组生油岩氯仿沥青“A”的$\delta_{C^{13}}$平均值为－28‰，其数值十分接近。而潜山原油与组成潜山的地层如雾迷山组白云岩中的抽提物δC^{13}值(为－35.02‰)相差达6‰，表明它们之间无亲缘关系。

上述特点足以表明，潜山原油来自陆相下第三系，构成“新生古储”成油组合。

在明确了潜山油藏油源之后，下边就分别讨论各生油凹陷的油源对比。

一、廊固凹陷油源对比

到目前为止，廊固凹陷已发现五个含油层位（奥陶系、沙四段、沙三段、沙二段、沙一段）。总的特点是气多油轻，既有甲烷含量高达95%的纯气藏，又有相对密度为0.7255的凝析油气藏，还有凝固点低达－34℃的京30潜山低凝油藏。油气类型多，平面变化大。油气藏的平面分布见图9-15，沙四段和奥陶系油藏主要分布在河西务构造带上；沙三段、沙一段油藏主要分布在柳泉构造带及廊坊凹槽周边地区。

下面简要叙述几个典型油藏的油源。

1.凤河营油田京122井油藏

从表5-2中可明显看出：凤河营地区京122井沙三中段透镜体砂岩中的原油，与邻近京125井沙三中段生油岩的各项参数对比的很好，特别是几个成熟度参数如 $5\beta\text{-}C_{27}/5\alpha\text{-}C_{27}$、$20S\text{-}C_{29}/(20S+20R)-C_{29}$和 $(5\beta+14\beta)-C_{29}/\Sigma C_{29}$比值非常接近，表明原油确系来自油藏周围母岩，属自生自储式油藏。

2.柳泉构造带上的泉28井油藏

原油产于沙三中段，本层泥岩（泉28井）埋深小于2800米，正烷烃OEP为2.44，尚未成熟。这个原油的各项反映母源输入的参数（$5\alpha\text{-}C_{27}/5\alpha\text{-}C_{29}$、$5\alpha\text{-}C_{28}/5\alpha\text{-}C_{29}$,Y-蜡烷/($C_{31}$-Hop./2)等）与位于构造低部位的安29井沙三下段生油岩对比得较好（表5-2)，可见原油来自下伏沙三下段母岩。

3.别古庄油田京11井油藏

该油藏沙四段砂岩所产原油与上述两个沙三段原油相比，萜烷相对丰度较低，$(5\beta+14\beta)-C_{29}/\Sigma C_{29}$相对较高（图5-4），含4-甲基甾烷明显，重排甾烷/$5\alpha\text{-}C_{27+28+29}$值>1，$T_m/T_s$<1，$C_{30}$-Hop./ $(C_{29}+C_{30})$ Mor.比值高达5.6。所有这些都说明京11井沙四段原油的成熟度较高，与邻近构造低部位的安29井中的沙四段成熟生油岩呈现出较好的相关性（表5-2），原油来自西北方向低部位的沙四段母岩。这就排除了沙三段成熟生油岩沿不整合面向沙四段供油的可能性。

4.永清油田京30井奥陶系潜山油藏

该原油因遭受微生物降解，无法用正、异构烷烃进行油源对比，但甾、萜烷等生物标记物却仍然保存。其主要母源参数同别古庄沙四段及刘其营奥陶系原油基本一致，同安46、安29井沙四段生油岩也有较好的相关性（表5-2）。不同的是该原油的$20S\text{-}C_{29}/(20S+20R)\text{-}C_{29}$、$(5\beta+14\beta)-C_{29}/\Sigma C_{29}$、重排甾烷以及$5\beta\text{-}C_{27}/5\alpha\text{-}C_{27}$比值特高，表明其成熟度较高，运移距离也较远。由此推断，该原油应来自埋深大于4000米的沙四段—孔店组母岩。

5.廊东沙四段油藏

从表5-2中可明显看出，位于河西务构造带北部的廊东沙四段原油（安56井），同南部别古庄和刘其营潜山原油相比，有两点区别：一是胆甾烷含量较高，$5\alpha\text{-}C_{27}/5\alpha\text{-}C_{29}$高达1.49；二是含Y-蜡烷明显，表明其母质类型比南部好。它的各项甾、萜烷参数同邻近的安72井沙四段生油岩比较接近。可见廊东沙四段原油来自附近本层母岩，属自生自储式油藏。

通过上述五对原油—生油岩对比，可以看出，廊固凹陷沙三段原油来自沙三段母岩，成熟度相对较低；沙四段及奥陶系潜山原油来自沙四段母岩，成熟度较高。

二、霸县凹陷油源对比

霸县凹陷有第三系、奥陶系、寒武系和中元古界四个层系八个组段产油气。到1984年底止，已经找到南孟、龙虎庄、顾辛庄、苏桥、信安镇、鄚东和雄县霸28井等潜山油气藏，以及文安斜坡文11井、岔河集、高家堡等第三系油藏，它们的平面分布见图9-18。下面分别简要叙述其油源。

1.潜山油源

（1）霸县断阶带—苏桥潜山油藏

从表5-3中可以看出：

表 5-2 廊固凹陷原油和生油岩甾烷、萜烷参数综合对比表

油藏	井号	样品底深 (m)	层位	样品	甾烷参数 $\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{28}}$	$\frac{20S}{(20S+20R)}C_{27}$ (%)	$\frac{(5\beta+14\beta)C_{29}}{\Sigma C_{29}}$ (%)	$\frac{重排甾烷}{5\alpha(C_{27+28+29})}$
凤河营	京122 京125	1732 1782	Es_3中	油① 岩②	1.00 1.02	0.40 0.73	1.20 1.20	47.4 44.0	34.8 29.4	1.00 0.90
柳泉	泉28 泉282	2206 2184	Es_3中	油 岩	1.10 0.91	0.84 0.55	0.73 0.30	37.5 9.1	34.9 16.9	0.60 0.30
别古庄	京11 安29	1473 3520	Es_4	油 岩	1.00 0.94	0.64 0.65	0.90 0.72	42.4 45.8	45.8 45.9	1.12 1.05
廊东	安56 安72	3072 3490	Es_4	油 岩	1.49 1.33	0.43 0.68	0.75 0.62	52.3 45.8	42.5 45.6	1.15 1.12
刘其营潜山 永清潜山	永15 京30 安46	3189 2037 4010	O O Es_4	油 油 岩	1.05 1.00 1.00	0.54 0.62 0.65	1.08 1.54 0.72	40.7 50.0 41.0	48.3 57.4 45.8	1.32 2.79 1.19

油藏	井号	样品底深 (m)	层位	样品	萜烷参数 $\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{C_{30}-HoP.}{(C_{29}+C_{30})Mor.}$	$\frac{C_{29}}{C_{30}}HoP.$	$\frac{\gamma-蜡烷}{C_{31}HoP./2}$	对比结果
凤河营	京122 京125	1732 1782	Es_3中	油 岩	1.17 2.10	2.64 2.20	0.49 0.60	无 无	参数相近，有亲缘关系
柳泉	泉28 泉282	2206 2184	Es_3中	油 岩	2.07 ／	3.13 1.50	0.64 0.50	无 无	生油岩未成熟，原油与安29井$Es_{3下}$生油岩各项参数相近，来自$Es_{3下}$母岩
别古庄	京11 安29	1473 3520	Es_4	油 岩	0.90 1.66	5.60 5.00	0.44 0.53	无 无	参数相近，有亲缘关系，原油来自本层母岩
廊东	安56 安72	3072 3490	Es_4	油 岩	0.72 1.02	3.91 3.71	0.62 0.64	0.45 0.66	参数相近，有亲缘关系
刘其营潜山 永清潜山	永15 京30 安46	3189 2037 4010	O O Es_4	油 油 岩	0.35 0.33 1.00	6.00 6.66 6.00	0.58 0.43 0.55	无 无 无	两个潜山原油与安29、安46井Es_4段生油岩参数相近，原油来自Es_4-Ek组母岩

①指原油；②指生油岩。

表 5-3 霸县凹陷潜山原油与生油岩地球化学参数对比表

类别	参数	原油：南孟，霸12井 $\in_1f$	原油：龙虎庄，霸32井 O	原油：顾辛庄，霸21井 O	原油：苏桥，苏1井 O	原油：鄚东，鄚3井 Jxw	生油岩：岔14井Es_1 3399m	生油岩：岔81井Es_3 3780m	生油岩：岔3井Es_3 4215m	生油岩：鄚2井Es_3 4124m
正、异构烷烃	$iC_{15+16+18}/iC_{19+20}$	0.86	0.97	0.81	0.58	0.98	0.14	0.24	0.58	0.82
	Pr/Ph	2.02	1.66	2.06	1.83	1.67	0.43	0.56	2.33	1.10
	Pr/nC_{17}	0.49	0.67	0.31	0.40	0.47	0.81	0.95	0.75	0.40
	Ph/nC_{18}	0.25	0.44	0.16	0.23	0.30	1.70	1.89	0.39	0.46
	C_{21}^-/C_{22}^+	1.20	1.25	1.45	1.17	0.92	1.17	2.75	1.35	1.24
	$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	1.93	1.44	2.11	1.80	1.24	1.74	2.75	2.07	1.51
	主峰碳数	C_{19}	C_{15}	C_{15}	C_{17}	C_{17}	C_{18}	C_{17}	C_{17}	C_{17}
甾烷、萜烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	0.88	1.00	1.00	0.82	1.53	1.26	1.08	0.85	1.47
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.60	0.62	0.71	0.64	0.80	0.72	0.64	0.40	0.63
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	3.21	1.57	1.70	1.56	0.87	0.51	0.56	1.25	0.96
	$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}\%$	56.04	57.38	53.33	46.81	64.71	16.44	34.48	42.83	62.22
	$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}\%$	69.77	53.28	54.27	61.79	40.14	21.31	23.01	43.30	41.56
	T_m/T_s	1.00	0.78	0.70	1.16	/	2.38	1.57	1.00	/
	$\frac{C_{30}-HoP.}{(C_{29}+C_{30})Mor.}$	4.09	4.74	3.50	4.44	4.10	2.76	2.57	3.06	4.00
	$\frac{C_{29}}{C_{30}}HoP.$	0.67	0.50	0.57	0.58	1.00	0.48	0.56	0.71	0.93
	$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{31}HoP./2}$	甚微	甚微	甚微	甚微	0.72	0.87	0.83	甚微	0.63

第一、霸县断阶带和苏桥几个潜山油藏的原油，虽然正烷烃主峰碳数不尽相同，但有几个共同特点：1)姥鲛烷占很大优势，Pr/Ph>1.6；Pr/nC_{17}和Ph/nC_{18}比值小，一般小于0.5；2) 甾烷参数$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$和$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$十分接近，分别介于0.82～1.00和0.60～0.70之间；在萜烷中，Y-蜡烷的相对含量甚微；3)甾烷差向立体异构化程度很高，$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$和$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$两个比值均已接近或超过50%。所有这些都说明：潜山油藏的原油成熟度较高，油源岩母质较差，具有相同或相似的来源。

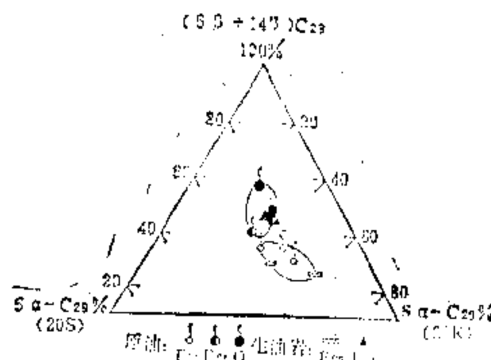


图 5-4 廊固凹陷原油—生油岩C_{29}豆甾烷三种异构体相对组成对比图

第二、埋深大于4000米的沙三段生油岩（岔3井）与潜山油藏的原油各项主要参数比较接近，特别是Pr/Ph值高达2.33，C_{27}胆甾烷小于C_{29}豆（谷）甾烷，Y-蜡烷含量甚微（表5-3），这同潜山油藏的原油特点相似。可见，霸县断阶带—苏桥潜山原油来自埋深大于4000米的沙三段母岩。

（2）鄚东潜山油藏

鄚东潜山鄚3井雾迷山组原油与霸县断阶带—苏桥潜山原油相比，有几个明显区别，一是富含C_{27}胆甾烷，$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$高达1.53；二是含有明显的4-甲基甾烷；三是$C_{28}$-藿烷相对丰度很高，并有明显的Y-蜡烷；四是在$T_s$和$C_{29}$-藿烷附近各有一个很强的峰。上述这些特点，都同鄚2井沙三段生油岩有很好的可比性，其余各项甾、萜烷参数也很接近（表5-3）。可见，鄚东潜山雾迷山组原油来自邻近凹槽中4000米以下的沙三段生油岩。

2.第三系油源

从表5-3及表5-4中可以看出，第三系油藏的原油与潜山原油有明显区别。一是Pr/Ph值较低，变化于0.7～1.25之间，多数小于1；二是甾烷的两个成熟度参数$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$和$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$较低，分别小于42%和30%；三是含有明显的Y-蜡烷。显然，第三系油藏原油的成熟度较低，并且同潜山原油不同源。

（1）岔河集油田南部岔15井东营组原油和高家堡油田家3井沙一段、家1井沙三段原油的各项指标都较接近，它们与家6井3940米的沙三段生油岩具有较好的可比性，表明这三个层位的原油同源，都是来自埋深小于4000米的沙三段及部分沙一段成熟生油岩(表5-4)。

（2）岔河集油田北部岔4井东营组原油，与南部明显不同：1) Pr/Ph>1；2) C_{29}豆谷甾烷相对丰度很高，5α-C_{27}/5α-C_{29}仅为0.53；3) Y-蜡烷含量甚微。其它各项参数与邻近的岔3井3815米处沙三段生油岩有较好的相关性，说明油源来自邻近埋深小于4000米的沙三段母岩。

表 5-4A 霸县凹陷第三系原油和生油岩正、异构烷烃指标对比表

指标	原油					生油岩			
	岔5井	岔15井	家3井	家1井	文11井	岔3井	家6井	文2井	文32井
	Ed	Ed	E_{s1}	E_{s3}	E_{s1}	E_{s3}，3815m	E_{s3}，3940m	E_{s1}，2800m	E_{s3}，2873m
$iC_{15+16+18}/iC_{19+20}$	0.48	0.59	0.60	0.44	0.38	0.36	0.30	0.23	0.48
Pr/Ph	1.25	0.81	0.90	0.70	0.79	1.19	0.55	0.64	2.00
Pr/nC_{17}	0.87	0.47	0.49	0.55	1.57	0.66	0.75	0.98	1.73
Ph/nC_{18}	0.74	0.63	0.56	0.93	2.60	0.72	1.32	1.37	1.11
C_{21}^-/C_{22}^+	0.83	1.48	1.54	1.46	1.12	1.21	1.46	1.71	0.46
$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	1.30	2.12	1.89	2.08	1.48	1.91	2.33	1.86	0.67
主峰碳数	C_{23}、C_{17}	C_{15}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{17}	C_{18}	C_{18}	C_{27}

表 5-4B 霸县凹陷第三系原油和生油岩甾、萜烷参数对比表

	参数	原油					生油岩			
		岔4井	岔15井	家3井	家1井	文11井	岔3井	家6井	文32井	文32井
		Ed	Ed	E_{s1}	E_{s3}	E_{s1}	E_{s3}，3815m	E_{s3}，3940m	E_{s1}，2422m	E_{s3}，2873m
甾烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	0.53	0.90	0.86	0.81	0.76	0.62	0.94	0.70	0.60
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.55	0.72	0.69	0.62	0.81	0.34	0.59	0.75	0.58
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	0.61	0.51	0.83	0.74	0.61	0.53	0.56	0.31	0.29
	$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$ %	24.44	32.26	41.02	34.72	20.75	21.68	29.17	11.60	25.20
	$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$ %	19.64	25.27	26.42	26.19	27.39	10.28	23.81	20.38	23.88
萜烷	T_m/T_s	1.09	0.96	0.94	1.25	1.10	1.30	1.31	1.15	1.21
	$\frac{C_{30}-Hop.}{(C_{29}+C_{30})Mor.}$	2.74	3.94	4.31	3.90	3.41	2.29	3.12	2.49	2.07
	$\frac{C_{29}}{C_{30}}$ Hop.	0.52	0.56	0.54	0.49	0.60	0.71	0.51	0.47	0.43
	$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{31}-Hop./2}$	甚微	0.87	0.70	0.95	0.68	甚微	0.91	0.74	0.86

注

（3）文安斜坡文11井沙一段原油与邻近文32井沙三段生油岩相比，有两点明显不同：1）原油的Pr/Ph＜1，生油岩则高达2.00；2）原油中C_{28}麦角甾烷相对含量较高，$5\alpha\text{-}C_{28}>5\alpha\text{-}C_{27}$，而沙三段生油岩则相反，$5\alpha\text{-}C_{27}>5\alpha\text{-}C_{28}$，从而排除了沙一段原油来自沙三段生油岩的可能性。这个原油的正、异构烷烃分布同邻近的文2井沙一段生油岩很相似，主要母源输入指标$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$和$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$与文32井沙一段生油岩也有可比性；只是这个生油岩埋深只有2422米，几个成熟度指标都低，尚未成熟。由此推断，文安斜坡沙一段原油来自霸县凹陷深部已经基本成熟的本层母岩，属自生自储式油藏。

霸县凹陷中部缺少深井，目前分析过的沙四段—孔店组生油岩样都取于边部井，其Pr/Ph＜1（0.25～0.77），与周围的潜山和第三系原油均无可比性。目前还未找到具有这种特征的原油。

三、饶阳凹陷油源对比

饶阳凹陷位于冀中东部凹陷带的中段，探明储量占整个冀中地区的85%以上。到目前为止，共找到潜山油田七个，第三系油藏十多个，其中包括我国最大的潜山油田——任丘油田。凹陷中含油层系多，从中上元古界常州沟组至上第三系明化镇组，均见到规模不等的含油层。

1.任丘油田的五个层系原油

从表5-5及图5-5、图5-6中可以看出：任43井东营组和沙二段原油的各项油源参数，如$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$、$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$和Pr/Ph等，与任72井寒武系原油比较接近；与马西凹槽西侧任13、任803井沙三段、沙一段生油岩也可以对比，可见油源来自东侧的马西凹槽（图5-6）。

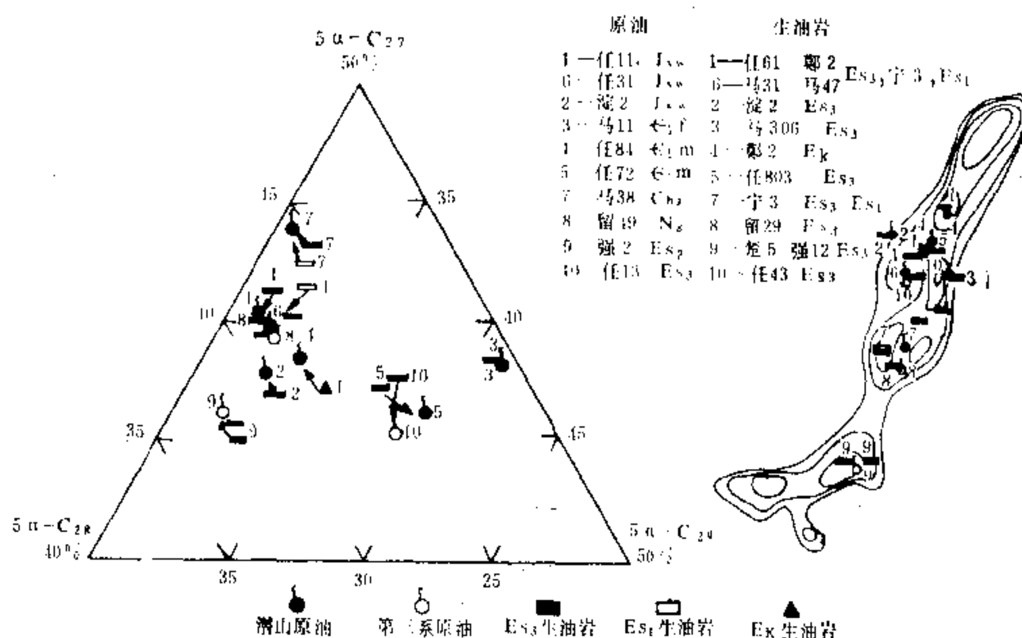


图 5-5 饶阳凹陷十个油藏原油—生油岩三种甾烷组成对比图

雾迷山组原油（任11、任31井）各项参数值介于四周沙三、沙一段生油岩数值之间，说明油源来自四邻凹槽（图5-6、表5-5）。

表 5-5 饶阳凹陷原油和生油岩的甾烷、萜烷参数综合对比表

油田	井号	样品底深 (m)	层位	样品	甾烷参数 $\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$	$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)C_{29}}(\%)$	$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}(\%)$	$\frac{重排甾烷}{5\alpha(C_{27}+C_{28}+C_{29})}$
雁翎	淀2	3016.9	Jxw	原油	1.15	0.90	0.44	38.94	25.17	0.12
	淀2	2912	Es_{2+3}	生油岩	1.07	0.86	0.46	34.45	23.87	0.10
	任96	3920	Es_3	生油岩	1.43	0.81	0.38	35.09	20.83	0.10
南马庄	马11	2269.5	$\in_1 f$	原油	0.93	0.50	0.35	34.12	21.30	0.08
	马306	1960	Es_3	生油岩	0.94	0.51	0.41	16.97	25.00	0.08
任丘	任43	2431.6	Ed	原油	0.87	0.70	0.35	28.70	21.17	0.10
	任43	2948	Es_2	原油	0.85	0.72	1.03	42.60	31.50	0.15
	任13	2930	Es_1	生油岩	1.07	0.94	0.41	25.55	25.38	0.10
	任13	3460	Es_3	生油岩	1.00	0.66	0.31	25.10	19.54	0.10
	任84	3969	O	原油	1.15	0.81	0.87	44.80	27.70	0.26
	鄚2	3722	Es_3	生油岩	1.32	0.88	0.59	45.71	29.53	0.32
	鄚2	4399	Ek	生油岩	1.14	0.78	0.78	49.60	27.90	0.27
	任72	3128	$\in_2 m$	原油	0.94	0.63	0.65	37.63	29.72	0.12
	任803	3308	Es_3	生油岩	1.00	0.70	0.43	17.97	24.53	0.10
	任11	2795	Jxw	原油	1.28	0.90	0.80	46.00	33.62	0.36
	任31	3409	Jxw	原油	1.24	0.86	0.70	47.83	29.59	0.32
	任96	3491	Es_1	生油岩	1.30	0.79	0.43	33.63	22.18	0.11
	任67	4280	Es_3	生油岩	1.35	0.84	0.89	47.46	37.89	0.33
	2	3722	Es_3	生油岩	1.32	0.88	0.59	45.71	29.53	0.32
	马31	3376	Es_1	生油岩	1.23	0.79	0.61	40.00	24.24	0.29
	马31	4006	Es_3	生油岩	1.23	0.84	0.81	48.41	29.45	0.29
	宁3	3920	Es_1	生油岩	1.33	0.77	0.70	40.23	34.81	0.34
河间	马38	2325	Chg	原油	1.37	0.83	0.62	44.44	32.50	0.31
	宁3	4348	Es_3	生油岩	1.40	0.70	0.62	47.22	32.08	0.34
留北	留49	1990	Ng	原油	1.18	0.85	0.53	30.89	27.43	0.15
	留29	3000	Es_3	生油岩	1.28	0.90	0.50	27.57	27.21	0.13
饶南	强2	2868	Es_2	原油	1.16	1.02	0.54	33.33	26.23	0.14
	楚5	3540	Es_3	生油岩	1.00	0.87	0.53	27.67	26.56	0.12
	强12	3150	Es_3	生油岩	1.07	1.00	0.57	29.26	31.11	0.12

续表

油田	井号	样品底深 (m)	层位	样品	萜烷参数: $\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{C_{30}-HoP.}{(C_{29}+C_{30})Mor.}$	$\frac{C_{29}}{C_{30}}HoP.$	$\frac{Y\text{-蜡烷}}{C_{31}HoP./2}$	$\frac{Pr}{Ph}$	对比结果
雁翎	淀2	3016.9	Jxw	原油	1.14	3.15	0.50	1.30	0.48	参数相近，有亲缘关系，来自远处和近处的混合油源
	淀2	2912	Es_{2+3}	生油岩	1.76	3.17	0.40	2.40	0.29	
	任96	3920	Es_3	生油岩	2.14	3.81	0.37	1.20	0.47	
南马庄	马11	2269.5	$\epsilon_1 f$	原油	1.00	3.43	0.54	0.57	0.68	参数相近，有亲缘关系；但生油岩成熟度低，来自深部Es_3段
	马306	1960	Es_3	生油岩	2.16	1.95	0.60	0.53	0.75	
任丘	任43	2431.6	Ed	原油	2.00	3.40	0.46	1.50	0.49	两层油参数相近，与任13井及任803井Es_1、Es_3段生油岩也相近，同源；来自马西凹槽
	任43	2948	Es_2	原油	1.20	5.00	0.65	0.68	0.59	
	任13	2930	Es_1	生油岩	1.56	2.11	0.42	1.58	0.34	
	任13	3460	Es_3	生油岩	2.00	3.17	0.76	1.20	0.48	
	任84	3969	O	原油	0.64	3.67	0.72	0.56	0.76	参数相近。与任丘Jxw组油藏的区别是含C_{28}-HoP.，油源来自北面霸县凹陷
	鄚2	3722	Es_3	生油岩	1.25	3.75	0.52	1.00	/	
	鄚2	4399	Ek	生油岩	0.62	3.47	0.65	0.87	0.82	
	任72	3128	$\epsilon_2 m$	原油	1.80	5.00	0.54	0.83	0.50	参数相近，有亲缘关系
	任803	3308	Es_1	生油岩	1.75	3.00	0.37	1.25	0.34	
	任11	2795	Jxw	原油	1.25	4.40	0.63	0.77	0.48	两个原油参数相近，与四邻洼槽Es_3、Es_1段生油岩参数相近，来自混合油源
	任31	3409	Jxw	原油	1.40	4.26	0.49	1.26	0.50	
	任96	3491	Es_1	生油岩	2.12	3.74	0.36	1.23	0.31	
	任67	4280	Es_3	生油岩	1.08	4.26	0.50	0.87	0.67	
	2	3722	Es_3	生油岩	1.25	3.75	0.52	1.00	/	
	马31	3376	Es_1	生油岩	2.10	2.17	0.74	0.80	0.96	
	马31	4006	Es_3	生油岩	1.38	3.58	0.58	0.80	0.64	
	宁3	3920	Es_1	生油岩	1.43	3.13	0.56	0.80	0.87	
河间	马38	2325	Chg	原油	0.92	4.53	0.53	1.00	0.70	原油参数同宁3井Es_1、Es_3段生油岩都相似，属混合油源
	宁3	4348	Es_3	生油岩	0.80	4.58	0.58	1.20	0.90	
留北	留49	1990	Ng	原油	1.73	3.12	0.43	1.00	0.39	参数相近，有亲缘关系
	留29	3000	Es_3	生油岩	1.20	2.10	0.40	1.30	0.43	
饶南	强2	2868	Es_2	原油	1.15	2.76	0.32	1.38	0.50	参数相近，属两个方向供油的混合油源
	楚5	3540	Es_3	生油岩	1.97	3.08	0.44	1.45	0.40	
	强12	3150	Es_3	生油岩	/	1.84	0.49	1.26	0.48	

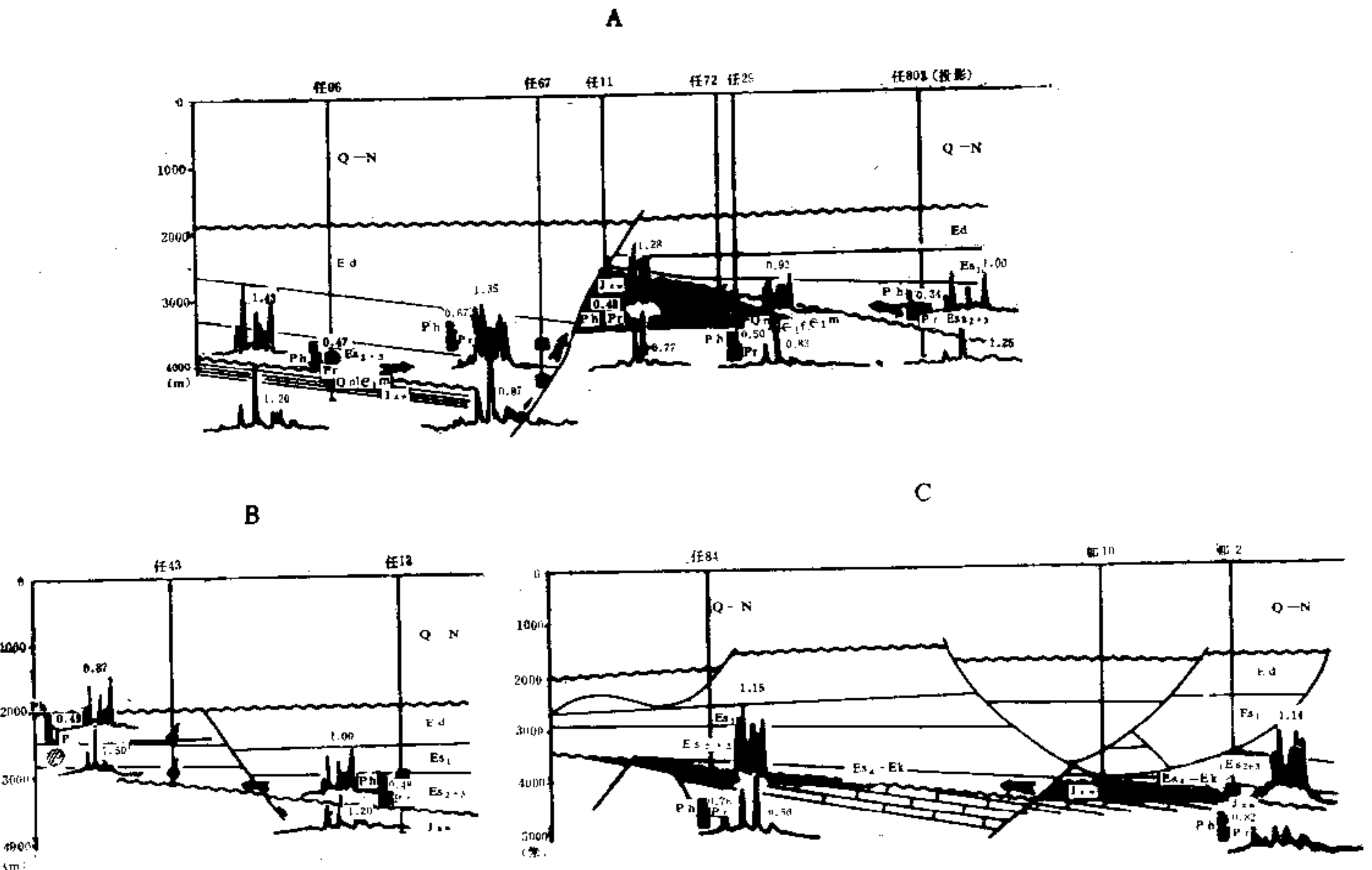


图 5-6 任丘油田五个层系油藏油源对比图

A—Jxw、$\in_1f$；B—Ed、Es_2；C—O

任北斜坡任84井奥陶系原油与雾迷山组原油不同，却与其北部霸县凹陷鄚东潜山（鄚3井）雾迷山组原油相似，即含明显的C_{28}-藿烷。其它各项参数也同鄚2井沙三段特别是孔店组生油岩相似，任北奥陶系原油镍卟啉含量低，只有2ppm，与霸县型原油相近（<5ppm），而任丘雾迷山组原油则高达12.5ppm。由此证明其油源来自北部霸县凹陷鄚东凹槽（图5-6）。

通过上述对比，可以明显看出任丘油田五个层系油藏的原油来自四周几个凹槽。

2.雁翎和刘李庄油藏

雁翎油田雾迷山组潜山油藏和西部刘李庄孔店组砾岩油藏之间为断层所分隔。淀2井雾迷山组原油与本井沙二、沙三段生油岩的几个油源参数值比较接近；另外Pr/Ph和$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{31}-Hop.}$两个参数值与东侧任西凹槽任96井沙三段生油岩十分接近（表5-5）。说明这个潜山油藏既有来自附近沙二、沙三段的油源，又有来自远处任西凹槽中部的油源，有远近两个油源。

从表5-6中可以看出：刘李庄孔店组砾岩油藏与白庄子雾迷山组油藏油源不同。孔店组原油接近于霸县型原油的特点，Pr/Ph值与本层主油岩可以对比。说明油源来自本组上部生油层，属"上生下储"成油组合。

表 5-6 雁翎潜山油藏与刘李庄第三系油藏原油和生油岩特征对比表

	原油、生油岩	Pr/Ph	Ni卟啉含量 (ppm)
刘李庄砾岩油藏	雁24井Ek组原油	0.78	2.5
	雁17井Ek组生油岩	0.88	/
	霸县型原油	>0.7	<5
白庄子潜山油藏	淀2井Jxw组原油	0.48	19.4
	雁17井Es_{2+3}段生油岩	0.44	/
	饶阳型原油	<0.8	>12.5

3.南马庄油田府君山组油藏

从表5-5中可以看出，南马庄油田马11井府君山组原油，甾烷、萜烷的分布特征与邻近的马306井沙三段生油岩很相似，表明油源来自沙三段。不过，马306井沙三段生油岩埋深只有2000米左右，尚未成熟（C_{31}-Hop.的22R>22S），因此，南马庄油田府君山组油源应系来自马西断层下降盘埋深较大并已经成熟的沙三段母岩。

4.河间高于庄组潜山油藏

从表5-5中不难看出，河间潜山马38井高于庄组原油，与西侧凹槽中宁3井沙一、沙三段生油岩的各项参数值都很接近，属于这两层的混合油源。

从表5-5中还可看出，留北留49井馆陶组原油，与邻近留29井沙三段生油岩的各项参数值接近。因此，油源来自沙三段母岩。饶南强2井沙二段原油各项参数值与东西两侧强

12、楚5井沙三段生油岩接近。因此，油源来自东西两侧的下伏沙三段母岩。

四、深县凹陷油源对比

深县凹陷已在奥陶系、东营组及馆陶组等层位中发现了工业油流。油藏平面分布见图9-17。

深县凹陷潜山与第三系原油明显不同（表5-7），主要表现在以下几个方面：

表 5-7 深县凹陷潜山与第三系原油地球化学特征对比表

原油	潜山				第三系			
井号	泽46	泽79	泽37	泽21	泽33	泽24	泽23	泽78
层位	O	O	O	O	Ng	Ed	Ed	Ed
Pr/Ph	2.10	2.41	1.72	1.74	0.83	1.06	1.20	0.61
$iC_{16+18+19}/iC_{19+20}$	1.23	1.06	0.80	0.80	0.40	0.46	0.79	0.21
4-甲基豆甾烷/$5\alpha-C_{29}$	0.35	0.73	0.69	0.94	0.08	0.19	0.12	0.19
$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}\%$	44.87	50.00	44.55	49.06	31.20	39.40	39.70	40.70
T_m/T_s	1.24	1.29	0.82	0.73	1.53	2.50	2.67	1.79
主要特征	4-甲基豆甾烷含量高，成熟度高				4-甲基豆甾含量甚微，成熟度低			

一是潜山原油的Pr/Ph值高(1.72～2.41)，第三系原油的Pr/Ph值低(≤1.2)；二是潜山原油的类异戊间二烯烷烃轻重比值较高(>0.8)，第三系原油则小于0.8；三是潜山原油在甾烷(m/e217)质量色谱图上紧邻5α C_{29}(豆甾烷)的右侧，都出现了一个明显的4-甲基豆甾烷色谱峰，而在第三系原油中，这一特征化合物或者含量甚微，或者不存在；四是潜山原油霍烷(m/e191)质量色谱图上Ts，即$17 2\alpha(H)-C_{27}$-Hop.，相对丰度较高，$T_m/T_s=$ 0.73～0.29。第三系原油则相反，T_m/T_s皆大于1.5，最高达2.67。

上述特征表明，潜山原油与第三系原油来源不同，潜山原油成熟度较高。

1.第三系油源

(1)泽33井馆陶组油藏

从表5-8中可以看出，馆陶组原油与邻近的泽17井沙一段生油岩的正、异构烷烃及甾、萜烷参数值都很相近，而与距离较远的深南地区泽13井沙一段相比，各项参数均有明显差异。这表明泽33井馆陶组原油来自邻近的沙一段母岩。

(2)深南东营组油藏

深南东营组油藏泽24井原油同泽33井馆陶组原油相比，尽管各项指标有不少相似之处，但从几个成熟度参数来看，东营组原油的Pr/nC_{17}和Ph/nC_{18}值小，$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$和$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\sum C_{29}}$值大(表5-8)，成熟度高。而它的胆甾烷($C_{27}$)>豆(谷)甾烷($C_{29}$)，$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$为1.07，γ-蜡烷含量甚微。这两点同附近的泽13井沙一段生油岩数值却无可比性，而与泽35井埋深3510米的沙三段生油岩数值相似。可见，深南东营组油藏的油源来自沙三段母岩。

2.潜山油藏

表 5-8　深县凹陷第三系原油和生油岩地球化学参数对比表

	参　数	原油		生油岩		
		泽33井,Ng	泽24井,Ed	泽17井,Es1	泽13井,Es1	泽35井,Es3
正异构烷烃	$iC_{15+16+18}/iC_{19-20}$	0.40	0.46	0.27	0.28	0.26
	Pr/Ph	0.83	1.06	0.78	0.78	1.11
	Pr/nC_{17}	0.81	0.36	0.65	1.01	0.71
	Ph/nC_{18}	0.97	0.35	1.01	1.86	1.11
	C_{21}^{-}/C_{22}^{+}	1.06	0.65	0.66	0.58	0.60
	$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	1.34	0.86	0.60	0.59	0.60
	主峰碳数	C_{17}	C_{19}	C_{17}	C_{17}	C_{17}
甾烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	1.08	1.07	1.06	0.84	1.10
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.67	0.66	0.87	0.46	0.77
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	0.50	0.74	0.60	0.71	0.59
	$20S-C_{29}/(20S+20R)-C_{29}\%$	31.23	39.71	29.47	28.17	34.48
	$(5\beta+14\beta)-C_{29}/\Sigma C_{29}\%$	26.91	35.85	26.36	31.07	33.59
	4-甲基豆甾烷/$5\alpha-C_{29}$	0	0	0	0	0
萜烷	T_m/T_s	1.56	2.50		2.00	1.60
	$C_{30}-Hop./(C_{29}+C_{30})Mor.$	4.65	3.28	4.88	3.31	2.27
	$C_{29}-Hop./C_{30}Hop.$	0.70	0.81	0.63	0.47	0.62
	γ-蜡烷/$C_{31}-Hop.$	甚微	甚微	甚微	0.83	甚微

如前所述，深县凹陷潜山油藏的原油一是姥鲛烷很高，Pr/Ph>1.7；二是富含4-甲基甾烷。从表5-9中可以看出：

第一、埋深小于3800米的沙三段及其它层位(沙一、沙二段、孔店组)生油岩，Pr/Ph<1，不含4-甲基甾烷。显然，潜山原油与它们没有亲缘关系。

第二、位于几个潜山油藏东侧，埋深大于3800米的泽40井沙三段生油岩，虽然几个油源参数（Pr/Ph>1、$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}=0.88$、$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}=0.62$）与潜山原油相似，但明显不含4-甲基甾烷，从而排除了作为其母岩的可能性。

第三、位于几个潜山油藏南部的泽44井3860米沙三段生油岩，与潜山原油有较好的对比关系，不仅Pr/Ph>1，富含4-甲基甾烷，而且其它各项母源参数值也很相似（表5-9)。可见，潜山原油来自其南部凹陷中心埋深大于3800米的沙三段母岩。

第四、在四口井的原油样品分析中，何庄西潜山两口井（泽46、76井）的原油与何庄潜山（泽37井）及深县西潜山(泽21井)的原油不尽相同。前者Pr/Ph值大，正烷烃主峰碳数低，正、异构烷烃轻重比值也大(表5-9)。但从几个甾烷成熟度参数$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$、$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$以及重排甾烷含量来看，四个潜山原油的成熟度又基本接近。正、异构烷烃的差别，被认为是运移距离不同所致。何庄西潜山距油源远，这从它的运移参数$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$值高这一点得到证实。

五、束鹿凹陷油源对比

束鹿凹陷位于新河凸起与宁晋凸起之间，是冀中坳陷最南端的一个凹陷。目前共发现

表 5-9 深县凹陷潜山原油和生油岩地球化学参数对比表

类别	对比参数	原油 何庄西 泽46,O	原油 何庄西 泽79,O	原油 何庄 泽37,O	原油 深县西 泽21,O	生油岩 泽44E_{s3} 3860m	生油岩 泽40E_{s3} 3890m	生油岩 泽35E_{s3} 3510m	生油岩 泽40E_{s1} 3245m	生油岩 泽40E_{s2} 3465m	生油岩 泽40Ek 4308m
正异构烷烃	$iC_{15+16+18}/iC_{19+20}$	1.23	1.06	0.80	0.80	0.27	0.43	0.26	0.28	0.25	0.18
	Pr/Ph	2.13	2 41	1.72	1.74	1.03	1.34	0.94	0.70	0.71	0.64
	Pr/C_{17}	0.54	0.42	0.34	0.28	0.58	0.71	0.71	0.64	0.72	0.53
	Ph/C_{18}	0.27	0.20	0.20	0.17	0.72	0.65	1.11	1.38	1.31	1.00
	C_{22}^{-}/C_{22}^{+}	1.69	2.09	0.81	1.18	1.07	1.07	0.60	0.76	0.88	0.43
	$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	1.93	2.54	1.07	1.52	1.10	1.13	0.60	0.74	1.14	0.49
	主峰碳数	C_{15}	C_{14}	C_{19}	C_{17}	C_{17}	C_{17}	C_{17}	C_{17}	C_{17}	C_{25}
甾烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	0.86	0.90	0.96	0.90	0.89	0.88	1.10	1.06	1.02	1.40
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.58	0.54	0.61	0.62	0.56	0.62	0.77	0.80	0.79	0.65
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	0.95	1.72	0.75	0.85	0.78	0.87	0.59	0.39	0.40	0.79
	$20S-C_{29}/(20S+20R)-C_{29}\%$	45.00	50.00	44.55	47.22	41.07	42.22	34.48	22.84	23.70	54.49
	$(5\beta+14\beta)-C_{29}/\Sigma C_{29}\%$	44.44	55.07	46.80	50.65	35.63	32.48	33.59	26.28	26.90	33.85
	重排甾烷/5α-规则甾烷	1.17	1.42	1.38	1.09	0.88	0.93	0.45	0.11	0.13	/
	4-甲基甾烷/5α-C_{29}	0.35	0.64	0.71	0.94	0.61	0	0	0	0	0
萜烷	T_m/T_s	1.24	1.29	0.82	0.73	1.45	0.80	1.60	1.51	1.43	0.65
	C_{30}-Hop./($C_{29}+C_{30}$)Mor.	5.22	5.87	4.25	4.40	2.70	2.59	2.27	3.49	3.29	3.70
	C_{29}-Hop./C_{30}-Hop.	0.64	0.80	0.65	0.64	0.63	0.47	0.62	0.47	0.51	0.76
	γ-蜡烷/C_{31}-Hop.	甚微	甚微	甚微	甚微	甚微	甚微	甚微	1.56	1.72	0.31

三个油藏(图9-17)。

1.凹陷南部荆丘油田

荆丘油田原油产自沙三段，以晋45井为代表。从表5-10中可以看出：

表 5-10 荆丘油田原油与生油岩地球化学参数对比表

参数		原油	生油岩				
		晋45,Es_3 3221m	晋28,Es_3 2750m	晋45,Es_3 3250m	晋28,Es_3 3576m	晋28,Es_3 3605m	晋29,Es_3 3850m
正异构烷烃	$iC_{16+18+18}/iC_{19+20}$	0.47	0.21	0.17	0.23	0.26	0.24
	Pr/Ph	0.81	0.39	0.67	0.71	0.60	0.75
	Pr/nC_{17}	0.45	1.01	0.71	1.26	0.99	1.03
	Ph/nC_{18}	0.61	3.07	0.98	1.60	1.65	1.42
	C_{21}^-/C_{22}^+	1.48	1.47	2.72	1.06	0.84	1.26
	$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	1.98	1.51	9.54	1.87	1.91	1.83
	主峰碳数	C_{18}	C_{17}	C_{20}	C_{17}	C_{18}	C_{18}
甾烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	0.46	0.85	1.10	0.86	1.14	0.63
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.31	0.88	0.74	0.78	1.00	0.43
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	2.49	0.38	0.68	0.64	0.68	1.21
	$20S-C_{29}/(20S+20R)-C_{29}\%$	35.25	22.61	29.55	32.00	45.45	36.90
	$(5\beta+14\beta)-C_{29}/\Sigma C_{29}\%$	30.85	30.30	21.43	16.10	25.00	26.32
萜烷	T_m/T_s	1.14	2.25	2.43	1.79	2.20	2.00
	$C_{30}-Hop./(C_{29}+C_{30})Mor.$	6.62	2.16	1.66	3.38	2.36	4.17
	$C_{29}-Hop./C_{30}-Hop.$	0.52	0.22	0.32	0.47	0.22	0.44
	γ-蜡烷/$C_{31}-Hop.$	0.30	5.85	1.11	1.35	1.46	0.67

(1)晋45井沙三段原油与本井及晋28井沙三段生油岩相比，有明显不同：一是两个油源输入参数值$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$、$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$及γ-蜡烷含量相差大，二是原油中的$Pr/nC_{17}$、$Ph/nC_{18}$和$T_m/T_s$较小，$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$和$\frac{C_{30}-Hop.}{(C_{29}+C_{30})-Mor.}$值较大，成熟度高。显然原油不是来自本层生油岩。

(2)晋45井沙三段原油与埋深大于3800米的晋29井沙三段生油岩相比，各项参数值比较接近。可见，荆丘油田沙三段原油主要来自3800米以下的沙三段母岩。

2.凹陷北部南小陈油藏

南小陈泽39井沙一段原油，与南部荆丘油田沙三段原油有明显差别：一是 Pr/Ph>1(=1.67)；二是甾烷$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$和$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$两个值较高，分别为0.89和0.56；三是4-甲基甾烷相对含量较高，表明束鹿凹陷南、北两区原油的母质不尽相同。南小陈原油的Pr/Ph值同分析过的束鹿凹陷所有生油岩，包括泽39井沙一段生油岩(Pr/Ph=0.41)，均无可比性，却与深县凹陷西部泽46井潜山原油的地球化学特征十分相似(表5-11)，可见束鹿凹陷北部油源来自与它相通的深县凹陷沙三段母岩。

3.宁晋东斜坡晋7井油藏

晋7井稠油产自沙四段—孔店组顶部不整合面上，油质重($d_4^{20}=1.004$)、粘度大

表 5-11 束鹿凹陷南小陈油藏原油与深县凹陷潜山原油地球化学参数对比表

指标		南小陈 泽39井，Es_1	深县凹陷 泽46井，O
正、异构烷烃	$iC_{15+16+18}/iC_{19+20}$	0.60	1.23
	Pr/Ph	1.67	2.13
	Pr/nC_{17}	0.53	0.54
	Ph/nC_{18}	0.33	0.27
	C_{21}^{-}/C_{22}^{+}	1.13	1.69
	$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	1.53	1.93
	主峰碳数	C_{17}	C_{15}
甾烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	0.89	0.86
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.56	0.58
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	0.91	0.95
	$20S-C_{29}/(20S+20R)-C_{29}\%$	40.00	45.00
	$(5\beta+14\beta)C_{29}/\Sigma C_{29}\%$	42.86	44.44
	4-甲基甾烷/$5\alpha-C_{29}$	0.40	0.35
萜烷	T_m/T_s	0.91	1.24
	$C_{30}-Hop./(C_{29}+C_{30})Mor.$	2.93	5.22
	$C_{29}-Hop./C_{30}-Hop.$	0.61	0.64
	γ-蜡烷/$C_{31}-Hop.$	甚微	甚微

(50℃时为1251毫帕秒)、含硫高(1.09%)、含沥青质高(19.1%)；饱和烃中正、异构烷烃含量很低，表明原油遭受过微生物降解，难以凭借正、异构烷烃判断油源。为此，对比了其中更稳定的生物标记物。晋7井原油中发现分子量从356～454的一系列"降解"藿烷；在相距1.5公里的晋4井沙三段暗色泥岩中鉴定出分子量从370～468的一系列"未降解"藿烷，由图5-7表明：这一对原油—生油岩的"降解"藿烷与相应"未降解"藿烷的分布特征很相似，相关曲线也十分接近。可见，宁晋东坡晋7井沙四段孔店组稠油来自凹陷深处沙三段生油岩。

综上所述，束鹿凹陷南北两区油源不同。北区原油来自深县凹陷沙三段母岩；南区沙三段原油来自本凹陷3800米以下的沙三段母岩；宁晋东斜坡孔店组稠油也来自沙三段母岩。

六、晋县凹陷油源对比

本区在赵兰庄及赵23井区于沙四段—孔店组获得工业油气流（图1-2）。如前所述，其原油属典型晋县型。凹陷中只有一套沙四段—孔店组盐湖相暗色层，油源比较清楚。从甾、萜烷分布特征来看，原油来自泥岩，而不是泥质白云岩（图5-8、表5-12）。泥质白云岩与原油有三点截然不同，表现在：（1）孕甾烷和甲基孕甾烷相对丰度要比原油低；（2）C_{29}豆甾烷大于C_{27}胆甾烷，原油则相反；（3）明显不含γ-蜡烷。

从表5-12及图5-8中还可以看出，赵芯2井沙四段油砂与赵3井孔店组原油尽管基本特点很相似，但是也有差别。沙四段油砂偶奇优势更明显，OEP小，仅0.58；5β型胆甾烷更高，$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}=1$；$\frac{C_{29}-Hop.}{C_{30}-Hop.}$值也高，为0.71。而孔店组原油的偶奇优势小，两个比值也低(分别为0.83和0.45)。两层原油分别与本层生油岩很相似。因此认为沙四段原油来自沙四段母岩，而孔店组原油则来自孔店组母岩。

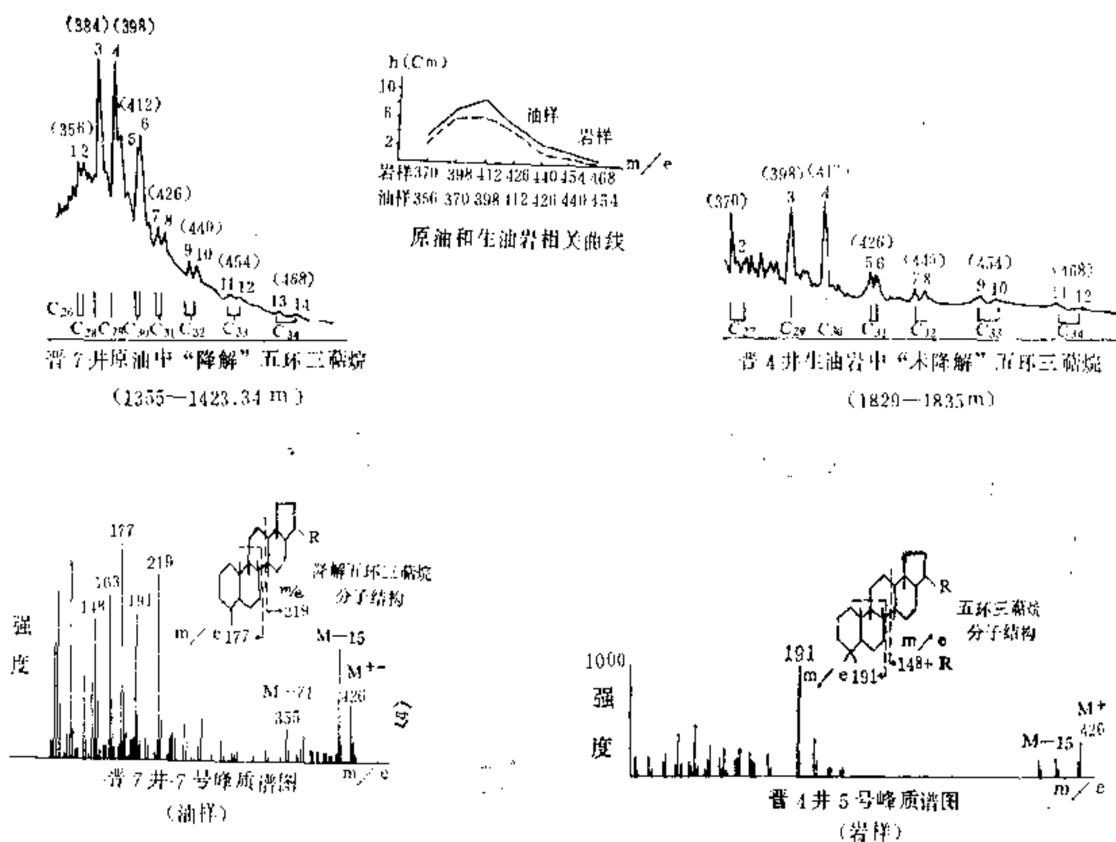


图 5-7 束鹿凹陷宁晋东斜坡晋7井孔店组油源对比图

表 5-12 晋县凹陷原油和生油岩地球化学参数对比表

	对比指标	原油		生油岩		
		赵芯2井 Es4,2890米 (油砂)	赵3井 Ek,2203米	赵芯2井 Es4泥岩 2874m	赵8井 Ek,泥岩 3200m	赵芯2井 Ek,泥质白云岩 3090m
正异构烷烃	$iC_{15+16+18}/iC_{19+20}$	0.11	0.33	0.42	0.23	0.22
	Pr/Ph	0.17	0.39	0.32	0.42	0.19
	Pr/nC_{17}	0.37	0.62	0.49	0.76	0.97
	Ph/nC_{18}	1.13	1.93	1.37	1.69	3.12
	OEP	0.58	0.86	0.77	0.81	0.51
	C_{21}^-/C_{22}^+	1.65	6.54	6.34	1.81	1.34
	$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$	3.44	3.50	5.35	2.58	2.06
	主峰碳数	C_{18}	C_{14}	C_{16}	C_{18}	C_{18}
甾烷	$5\alpha-C_{27}/5\alpha-C_{29}$	1.40	1.50	2.17	1.25	0.66
	$5\alpha-C_{28}/5\alpha-C_{29}$	0.70	0.63	0.67	0.52	0.66
	$5\beta-C_{27}/5\alpha-C_{27}$	1.00	0.83	2.08	0.65	1.00
	$20S-C_{29}/(20S+20R)C_{29}\%$	50.00	48.65	52.38	48.94	48.53
	$(5\beta+14\beta)C_{29}/\Sigma C_{29}\%$	61.16	61.05	72.37	57.14	48.48
萜烷	T_m/T_s	0.34	0.29	/	0.50	0.50
	$C_{30}-Hop./(C_{29}+C_{30})Mor.$	5.38	6.83	2.36	4.50	4.82
	$C_{29}-Hop./C_{30}-Hop.$	0.71	0.45	0.60	0.49	0.60

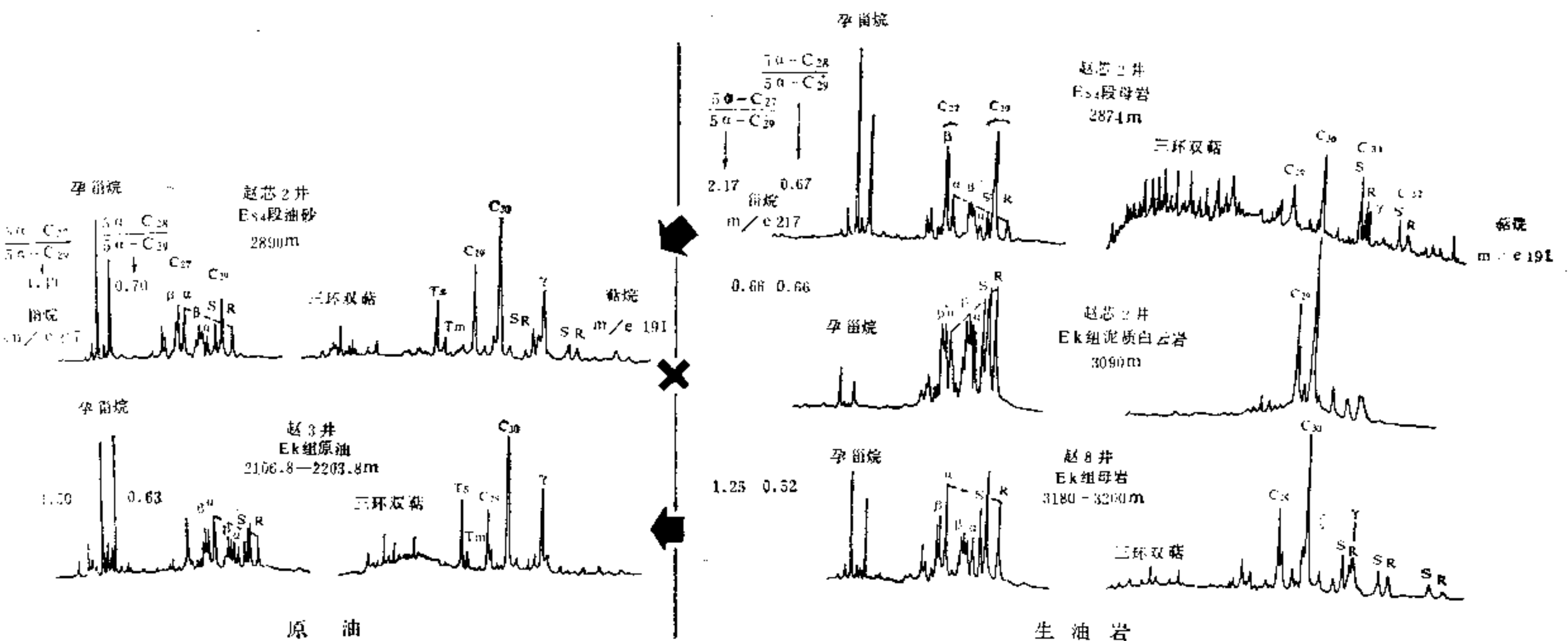


图 5-8 晋县凹陷原油和生油岩甾、萜烷对比图

七、结论

经过上述分凹陷油源对比，可得出如下结论：

1.冀中坳陷下第三系有三组油源层——沙三段、沙一段和沙四段—孔店组。南、北两端的晋县和廊固凹陷，主要油源层是沙四段—孔店组；廊固凹陷沙三段是次要油源层。中、南部的霸县、饶阳、深县和束鹿凹陷，沙三段是主要油源层；沙一段暗色泥岩厚度不大，埋藏相对也浅，是次要油源层；沙四段—孔店组在饶阳凹陷刘李庄、河间—肃宁和霸县凹陷深部，被证实具有生油能力，但是目前找到的油藏不多，有待进一步勘探落实。

2.证实了冀中下第三系生油层和储集层有四种成油组合关系——"新生古储"、"下生上储"、"上生下储"、"自生自储"。

3.潜山油藏有沿断面和沿不整合面两种供油方式。任丘潜山油藏是这两种供油方式的典型(图5-6)。

4.除晋县凹陷沙四段油砂外，整个冀中坳陷还没有找到未成熟的工业原油。因此凡是最大埋深小于2800米的未成熟生油岩，如廊固凹陷泉282井沙三中段生油岩，霸县凹陷文安斜坡文32井沙一段生油岩，饶阳凹陷南马庄断层上升盘马306井沙三段生油岩，以及整个坳陷的东营组暗色泥岩等，与邻近油藏的原油均无可比性。而在门限深度以下的成熟生油岩，则总是能够同某一层位的原油对比起来。

5.潜山油藏及下第三系深层油藏原油来自深层母岩；第三系浅层油藏原油来自浅层母岩。如廊固凹陷沙一—二段和沙三段原油来自沙三段母岩，沙四段原油来自沙四段母岩；潜山原油则来自埋深大于4000米的沙四段—孔店组母岩。又如，霸县和深县凹陷第三系原油来自3800或4000米以上的沙三、沙一段母岩，潜山原油来自3800或4000米以下的沙三段母岩，饶阳凹陷馆陶组、东营组、沙一段和沙二段多数原油，主要是3200米以上的浅层生油岩，等等。说明深层和浅层油藏的油源层和油源区是各不同的。

第三节　下第三系生油层

如前所述冀中坳陷湖相沉积始于始新世，其中沙三段和沙一下段两次广泛湖侵，在广大地区沉积了两套湖相生油层。沙四段—孔店组湖相及盐湖相暗色泥岩，是第三套生油层。沙一上段至东营组则没有好生油层。

在早第三纪沉积过程中，太行山区始终是主物源区，源远流长的太行山水系一直是本区主要水系，这就使得远离物源区的东部凹陷带始终处于稳定湖泊发育区；而靠近太行山前的西部凹陷带，湖相沉积始终未占主要地位，即使有过短暂的湖侵，湖水面积也很有限，而且因为靠近山区，沉积物中高等植物残体的掺入较多，甚至出现煤层沉积，如保定凹陷沙一段和东营组。

一、暗色泥岩的发育特点

下第三系有三套暗色泥岩，其发育特点简述如下。

1.沙四段—孔店组：主要分布在北部廊固、霸县和南部晋县、饶阳南部一带，北厚南薄。北部廊固凹陷最厚达2000米，孔店组上部发育含膏岩，沙四段中上部为夹砂砾岩和火山喷发岩。南部晋县凹陷沙四段—孔店组是由膏泥岩、盐岩、碳酸盐岩等组成。其中暗色泥岩厚600米。在中部广大地区，沙四段—孔店组暗色泥岩不发育，厚度只有一、二百米，

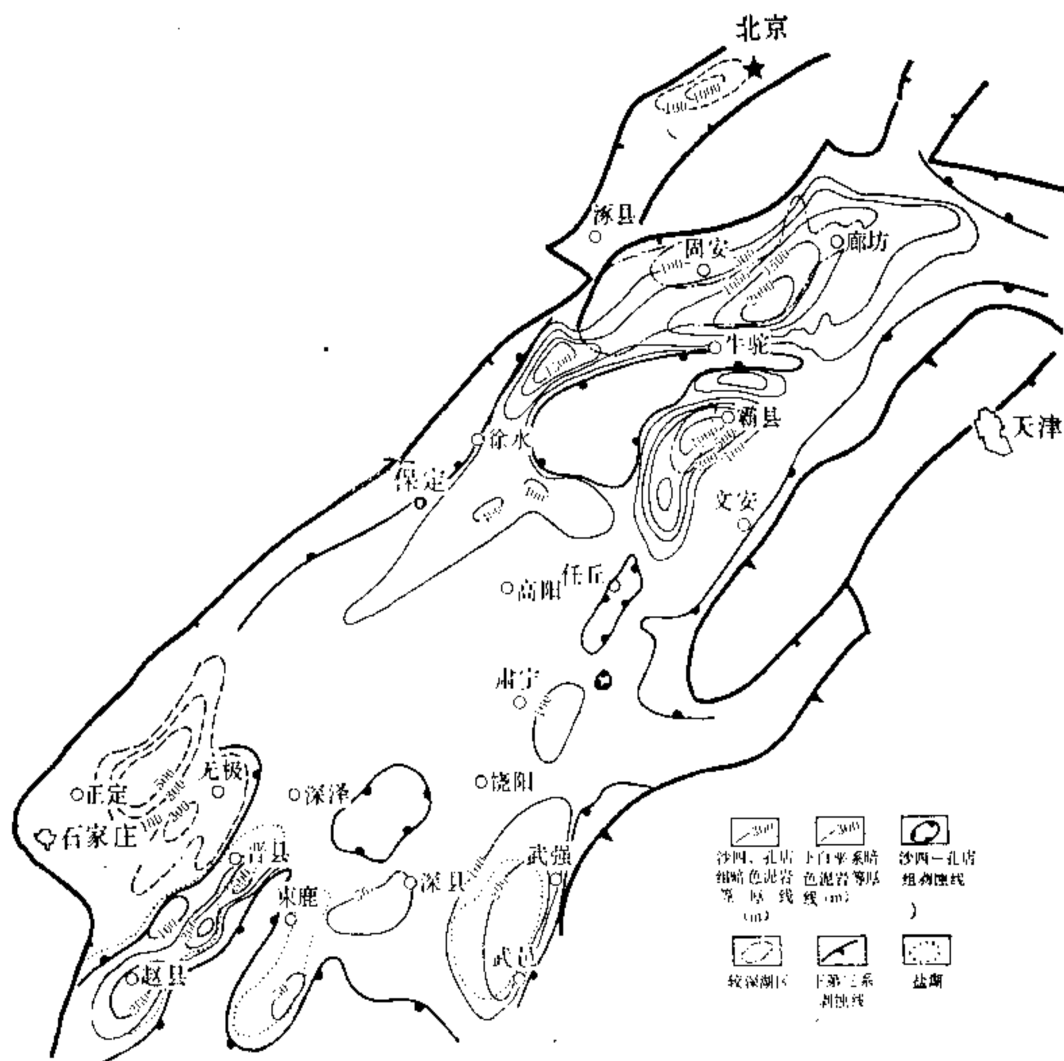


图 5-9 冀中坳陷沙四段—孔店组及白垩系暗色泥岩等厚图

夹在红层之中(图5-9)。

2.沙二、三段：在整个东部凹陷带(包括廊固凹陷)都很发育，同样是北厚南薄。北部廊固凹陷厚达2800米，主要集中在沙三中、下段，泥岩连续厚度大，砂岩夹层少，属较深湖相沉积向南到霸县凹陷，夹多层油页岩或碳质泥岩。再向南到饶阳，深县和束鹿凹陷，暗色泥岩与砂岩相间互，并夹薄层碳酸盐岩及油页岩，以浅湖相为主，厚约500～600米(图5-10)。

3.沙一段：主要是沙一下段。分布范围广泛，但厚度不大。在中部饶阳凹陷沉积中心厚达550米，向南、北两端变薄，仅100～300米（图5-11)。这是一套由浅湖相油页岩、鲕状灰岩、泥质白云岩和暗色泥岩组成的"特殊岩性段"。向西到了太行山前的保定凹陷，相变为滨湖沼泽相，除油页岩外，还堆积了多层褐煤。

由油源对比证明，上述三套暗色泥岩是冀中坳陷的主要生油层。至于东二段含螺泥岩，因埋藏较浅，至今尚未证实它们与坳陷中任一油藏原油的亲缘关系。

从表5-13及图5-9、图5-10、图5-11中可以看出，暗色泥岩的分布有如下特点：

1.下第三系暗色泥岩总厚度也是北厚南薄，东厚西薄

图 5-10 冀中坳陷沙二、三段暗色泥岩等厚图

在北部廊固凹陷累计厚达5100米；在中部饶阳凹陷累计厚1350米；到了南部深县及束鹿凹陷累计厚800米，而西部凹陷带，特别是在石家庄及保定凹陷，暗色泥岩甚薄，仅0～1100米。

2.暗色泥岩分布连片

尽管冀中坳陷具有多凸多凹的特点，但是，主要生油层沙二、三段及沙一下段暗色泥岩厚度大于100米的分布区，在整个东部凹陷带从北到南是相连的（图5-10、图5-11）。

3.暗色泥岩发育于多种相区

区内的暗色泥岩不仅发育在较深水湖中，而且在其它相区，如饶阳凹陷南部孙虎—武强沙三段三角洲相区，以及霸县、深县凹陷中的广大浅湖相区、甚至包括沙一期保定凹陷北部的滨湖沼泽相区、也皆发育有较厚的暗色泥岩。因此，暗色泥岩的沉积环境不限于深湖相。浅湖、三角洲、滨湖沼泽相都可以沉积较厚的暗色泥岩。这对于深水湖相局限，而滨浅湖相广泛的冀中坳陷来讲，则更具有重要意义。

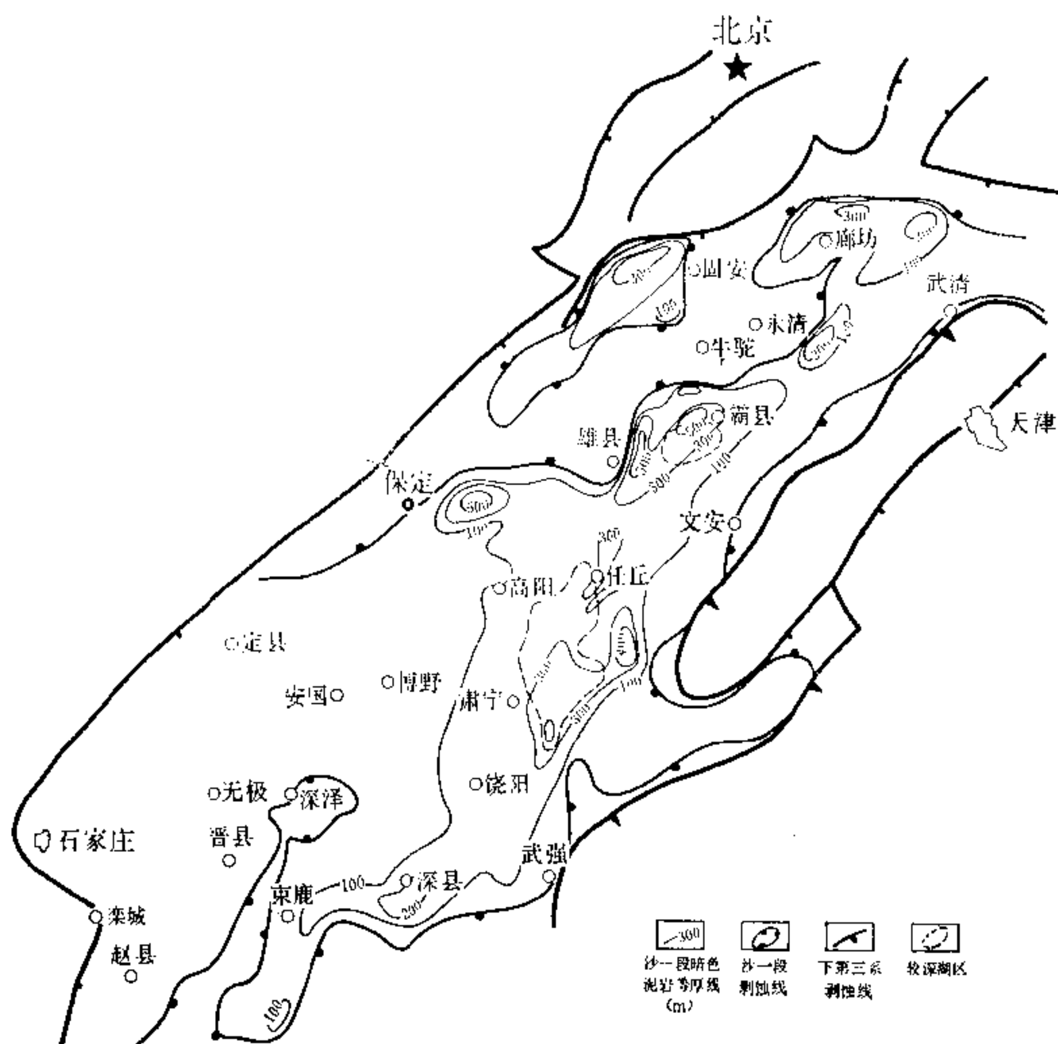


图 5-11 冀中坳陷沙一段暗色泥岩等厚图

4.南北两端暗色泥岩中高等植物含量高

北端的大兴、固安水系，造就了廊固凹陷西北部的水下三角洲和水下扇群，陆源粗碎屑直接插入深水湖区，形成了浊积物；南端的新河、束鹿、饶南水系，造就了孙虎、武强的水下三角洲和束鹿的浅湖砂坝。毫无疑问，河流带来的陆生植物残体，在冀中古湖南北两端要比中部多。如廊固凹陷沙三、沙四段暗色泥岩，在钻井取芯中见大量高等植物残体，就是例证。

二、有机质丰度

1.有机质丰度分级标准

生油岩的有机质丰度指标，严格地讲仅指有机碳含量。而氯仿沥青“A”和烃含量则属转化指标。

生油岩残余有机碳的下限值，国外普遍采用经验值0.5%，低于这一数值的就算作非生油岩。但在饶阳凹陷，以腐泥质为主的暗色泥岩（Ⅱ$_1$型），有机碳含量只有0.3%，烃含量却高达500～1500ppm；在深县、束鹿凹陷，有的混合型母质的泥岩，有机碳含量只有0.4%，烃含量也可达200～300ppm，烃/有机碳达3～7%，显然不应当将上述这些暗色

表 5-13 冀中各凹陷主要生油层段暗色泥岩发育表①

凹陷带	凹陷	Es1 暗色泥岩实钻最厚(m)	Es1 代表井	Es1 凹陷中部厚度(m)	Es3 暗色泥岩实钻最厚(m)	Es3 代表井	Es3 凹陷中部厚度(m)	Es4—Ek 暗色泥岩实钻最厚(m)	Es4—Ek 代表井	Es4—Ek 凹陷中部厚度(m)	总计
东部凹陷带	廊固②	314	固10	300±	2792	泉23、河3、州1、泉39	2800±	2105	安46、泉31	2000±	5100
	武清	112.5▽	京8	300±	394④	京3	1200±	438	王2	700±	2200
	霸县	441	苏71	500±	646.5	苏63	700±	791	霸13	1000±	2200
	饶阳	569	宁3	550±	{501.0 504.5▽}	{宁3 强8}	600±	230.5	强3	200±	1350
	深县	184	泽13	200±	501	泽40	500±	88	泽8	<100	800
	束鹿	119	晋45	100±	394.5▽	晋28、晋29	600±	/	/	/	700
西部凹陷带	徐水	84	雷9	<100	/	/	/	1030	雷9、龙1	1500	1600
	保定	564	保深2	500±	226.5	冀参2	200±	396	保深2	400±	1100
	晋县	/	/	/	34.5	赵25	<100	525.5③▽	{赵忠2 赵8}	600±	700
	南宫	/	/	/	/	/	/	485▽	临3	500±	500

①东营组根据现有资料都未成熟，不作统计；

②为了便于对比，把廊固凹陷列入东部凹陷带，下同；

③只包括暗色泥岩及含膏泥岩，不包括碳酸盐岩；

④因过断层，不代表剖面中暗色泥岩的厚度。

泥岩排斥在生油岩之外。可见，对于不同母质和成熟度的生油岩，不应当也不可能规定一个统一的界限。有机质的质量可以弥补数量的不足。生油，简单说来就是生烃。对于成熟生油岩即使有机碳含量低些，只要能生成一定量的烃，并且可以排烃（烃/有机碳>3%），就应当算作生油岩。为此，结合冀中坳陷的实际情况，在不同母质生油岩的有机碳—烃含量关系图（图5-12）上，以烃/有机碳=3%的曲线为标准，读出各类生油岩的烃/有机碳>3%时有机碳含量的最小值（即下限值），分别为：Ⅱ$_1$型—>0.3%；Ⅱ$_2$型—>0.4%；Ⅲ型—>0.5%。按照这些数据，制定出了如表5-14所示的生油岩的分级标准。

从图5-12可看出：（1）生油岩的有机碳与烃含量之间，并不成明显的正比关系；（2）当有机碳含量相同时，烃含量的高低取决于生油岩的成熟度和母质；未成熟生油岩或腐植型母质生油岩，即使有机碳含量再高，烃含量也总是低的；（3）对于成熟生油岩的评价，烃含量比有机碳数值更为重要，有机碳含量很高，若产烃量少，也只能算作差生油岩或非生油岩。

2.主要生油层的有机质丰度

冀中坳陷主要生油层的有机质丰度列于表5-15A中。从表中可以看出：

东部凹陷带三个组段的主要暗色泥岩，除廊固和束鹿凹陷沙一段外，都达到了生油岩的丰度指标。其中，沙二、三段有机质丰度比沙四段—孔店组高。

各凹陷比较起来，饶阳凹陷生油岩丰度指标比霸县和廊固凹陷要高。但从表5-15B来看，即使有机质丰度值最高的饶阳凹陷，同渤海湾盆地中其它含油凹陷相比，也是偏低的。

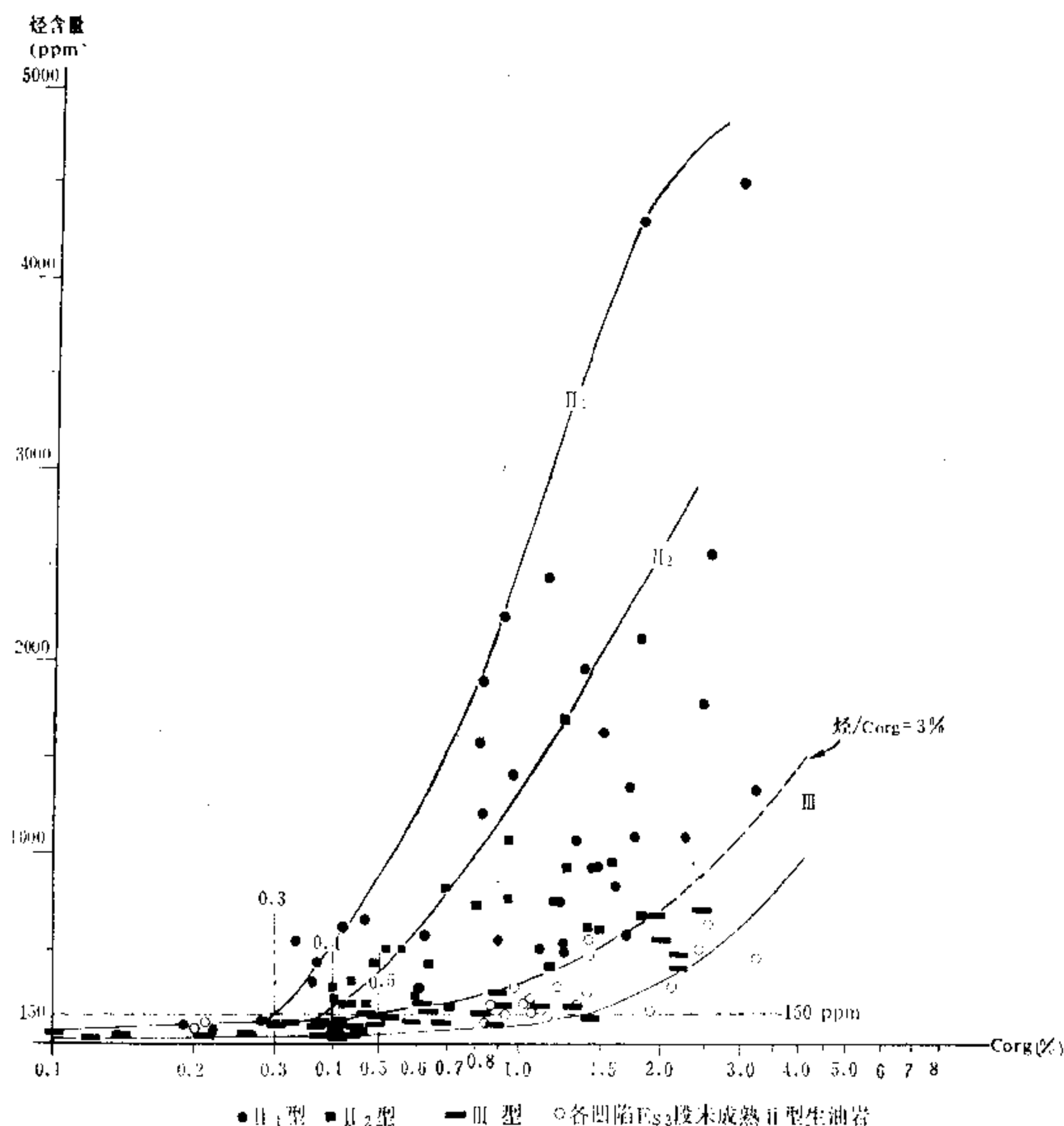


图 5-12 冀中主要生油凹陷不同母质生油岩有机碳—烃含量关系图

应当说明的是，有的凹陷中部没有钻井（如霸县、深县凹陷），或是有井但深度不大（如廊固、束鹿凹陷），尚未取得进入生油高峰阶段的生油岩样品，这是表5-15A中某些数据偏低的原因之一。

3.有机质丰度的平面变化

以有机碳为例，它的含量的平面变化，大体上与各层段暗色泥岩厚度变化一致，呈不规则环带状，向凹陷或凹槽中部增高，高值区位于东部凹陷带（图5-13、图5-14、图5-15）。有机碳含量大于0.5%的面积，分别占各期湖泊面积的41～66%；有机碳含量大于1%的好生油岩面积，仅占湖泊面积的14～18%（表5-16），高值区的分布范围并不大。当然，有机碳含量有时并不与暗色泥岩厚度成正比。如霸县凹陷西侧岔河集一带，沙一段暗色泥岩厚达500米，但有机碳含量却只有0.5%左右。相反，在饶阳凹陷任西凹槽，沙三段暗色泥岩厚不过200～300米，但有机碳含量却达1%左右。正因为如此，浅湖、三角洲、甚至沼

表 5-14 陆相生油岩有机质含量的分级标准

生油岩分级	Corg，(%)	沥青"A"(%)	烃(ppm)
非生油岩	<0.3(Ⅱ₁型) <0.4(Ⅱ₂型) <0.5(Ⅲ型)	<0.04	<150①
中等生油岩	0.3 0.4~1 0.5	0.04~0.1	150~500
好生油岩	>1	>0.1	>500

①按Corg=0.5%计算，烃/Corg<3%。

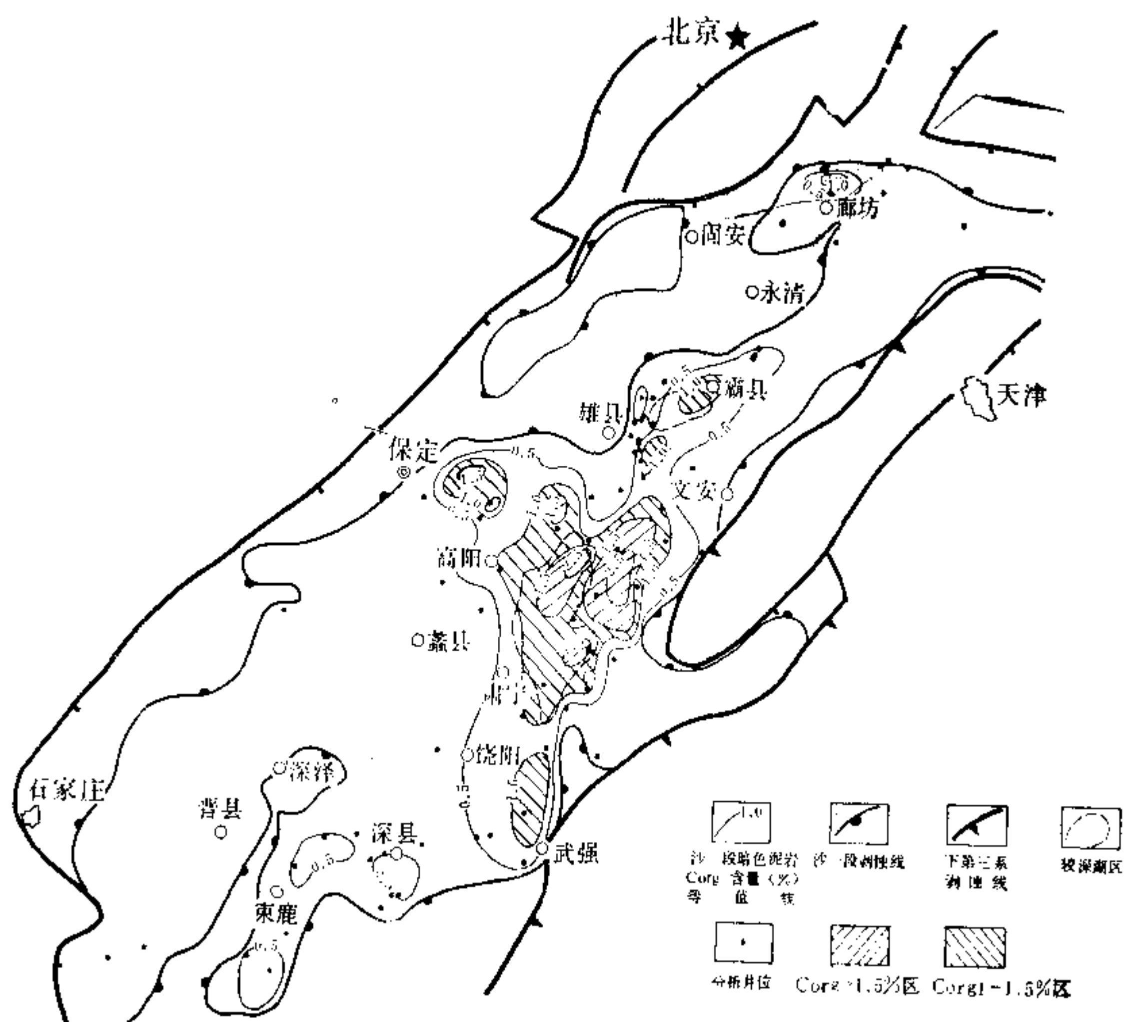


图 5-13 冀中坳陷沙一段暗色泥岩有机碳含量等值线图

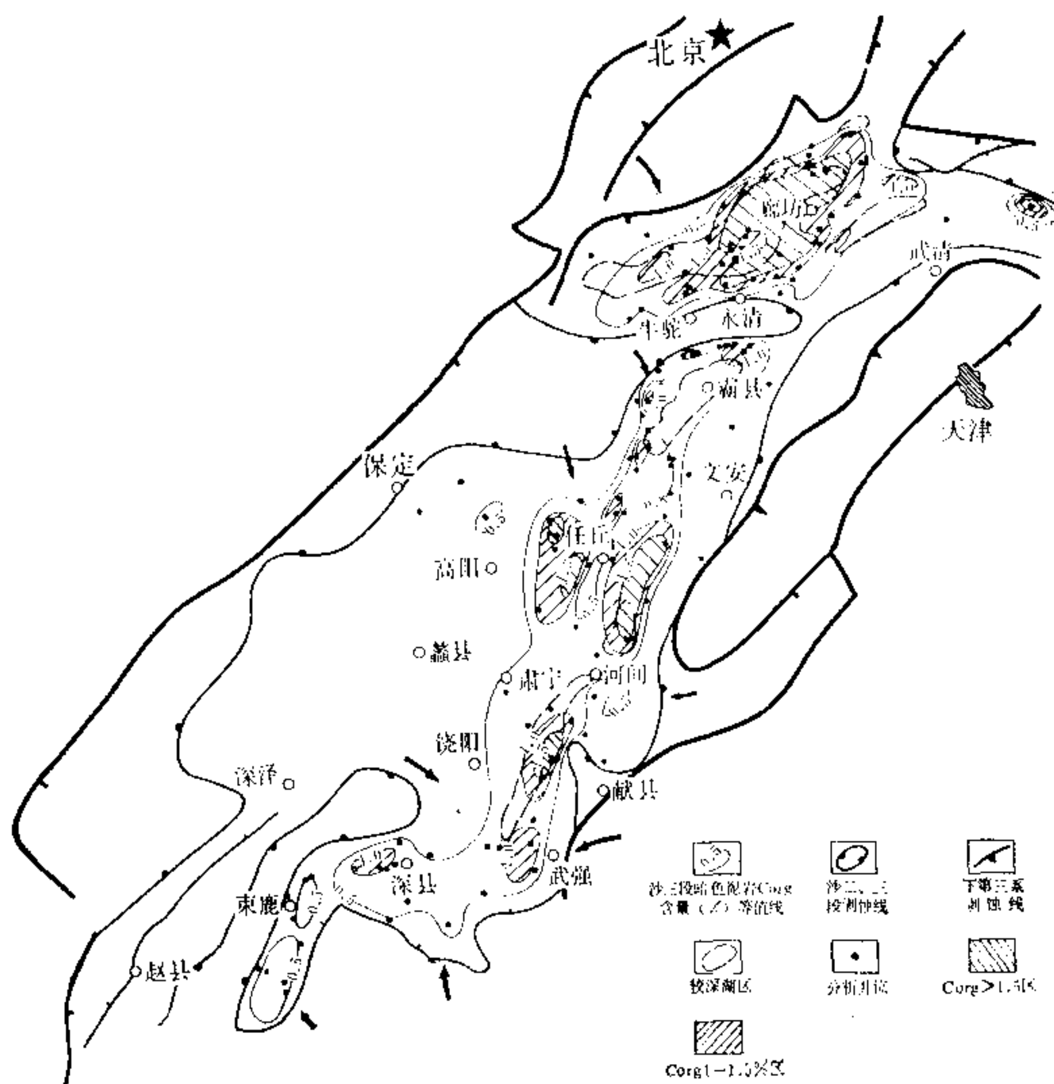


图 5-14　冀中坳陷沙二、三段暗色泥岩有机碳含量等值线图

泽相泥岩，有机碳含量都可能较高。

氯仿沥青"A"和总烃含量的分布，与各层段有机碳的变化大体一致，呈不规则环带状向凹陷或凹槽中心增高。此外，生油层埋深越大，氯仿沥青"A"和总烃含量也越高。这在廊固凹陷沙三段的图上反映明显，氯仿沥青"A"和烃含量高值区比有机碳高值区更加趋近北侧凹槽中心（图5-16、图5-17、图5-18、图5-19）。

三、几类典型生油剖面

1.继承性浅湖相生油剖面

这类剖面以饶阳凹陷生油剖面（图5-20）为代表，包括霸县、深县和束鹿凹陷生油剖面。其共同特点是早第三纪以来长期稳定下沉，从孔店组到东营组各组段基本齐全，下第三系最大厚度4000～7000米，沉积速度为0.11～0.21毫米/年，比地槽区的沉积速度还大，但比靠近山前的廊固凹陷小（表5-17）。晚第三纪以来这类凹陷又继续下沉，接受了1800～2000米厚的上第三系陆上沉积。这种明显的继承性，与早凹中衰、后期抬升的廊固凹陷

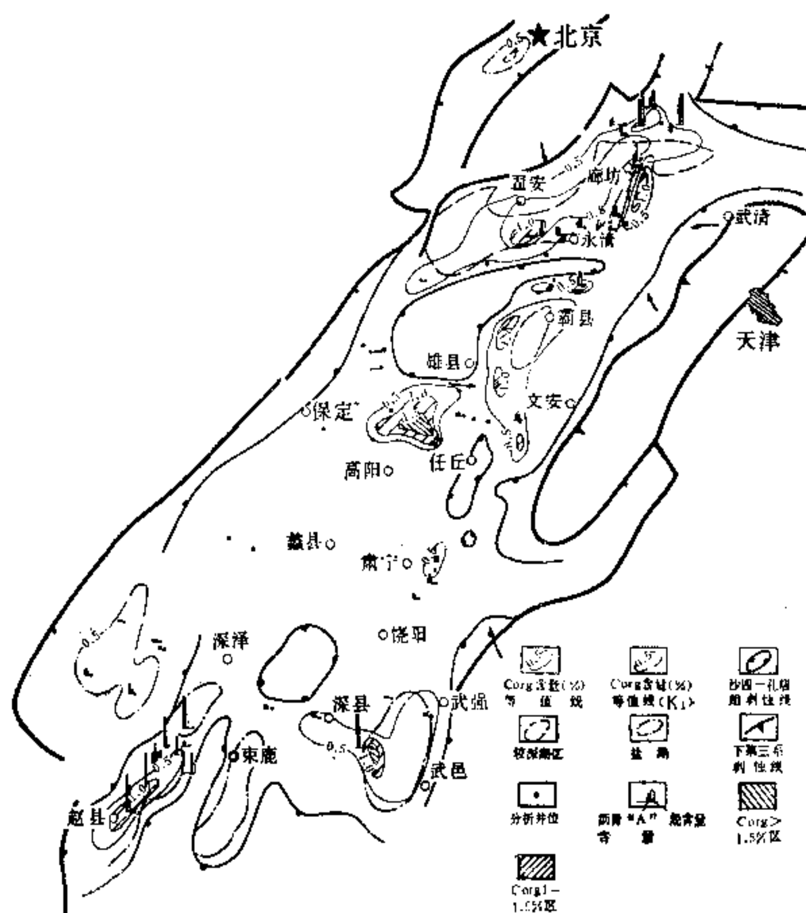


图 5-15 冀中坳陷沙四段—孔店组暗色泥岩有机碳含量等值线图

很不相同（表5-18），前者对生油层的成熟更为有利。

饶阳凹陷下第三系总厚2790米（表5-19，为代表井厚度），有四套暗色泥岩——沙四段—孔店组、沙二—三段、沙一下段和东二段，总计厚1446.5米，占地层总厚度的51.8%。

表 5-15A 冀中坳陷主要生油层暗色泥岩的有机质丰度

凹陷带	凹陷	Es_1			Es_3			Es_4+Ek		
		C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)
东部凹陷带	廊固	0.35(125)[1]	0.0170(10)	27(1)	1.19(1323)	0.0730(272)	451(86)	0.70(391)	0.0530(113)	351(68)
	霸县	0.56(424)	0.0631(97)	348(63)	0.96(379)	0.1152(127)	689(63)	0.68(161)	0.0494(40)	158(14)
	饶阳	1.10(226)	0.1792(135)	1008(63)	0.86(297)	0.1742(177)	971(44)	0.63(44)	0.0536(18)	322(12)
	深县	0.40(24)	0.0417(18)	218(10)	0.69(32)	0.0911(22)	359(15)	0.62(6)	0.0372(6)	152(13)
	束鹿	0.44(12)	0.0439(7)	126(7)	0.46(71)	0.0619(36)	249(27)	/	/	/
西部凹陷带	徐水	0.12(2)	/	/	/	/	/	0.34(67)	0.0208(15)	90(4)
	保定	1.06(40)	0.1215(13)	420(8)	0.20(73)	0.0359(3)	30(1)	0.16(159)	0.0156(8)	56(5)
	晋县	0.18(4)	/	/	0.39(5)	/	/	0.58(576)	0.1909(158)	843(48)
	南宫	/	/	/	/	/	/	0.71(110)	0.1579(15)	395(13)

①（ ）内数字系样品数，武清凹陷分析数据少，未列出。

表 5-15B　冀中饶阳凹陷几个凹槽Es_3段生油岩有机质含量与渤海湾盆地几个凹陷的比较

有机质含量	冀中饶阳凹陷				黄骅	济阳	下辽
	全部样品平均值	任西凹槽	马西凹槽	河间—肃宁凹槽	岐口凹陷	东营凹陷	西部凹陷
C_{org}(%)	0.86	1.65	1.94	1.22	1.49	1.66	2.55
沥青"A"(%)	0.1742	0.2083	0.2600	0.2458	0.1900	0.20～0.24	0.2370
烃(ppm)	971	1121	1019	1554	1267	1600	1190

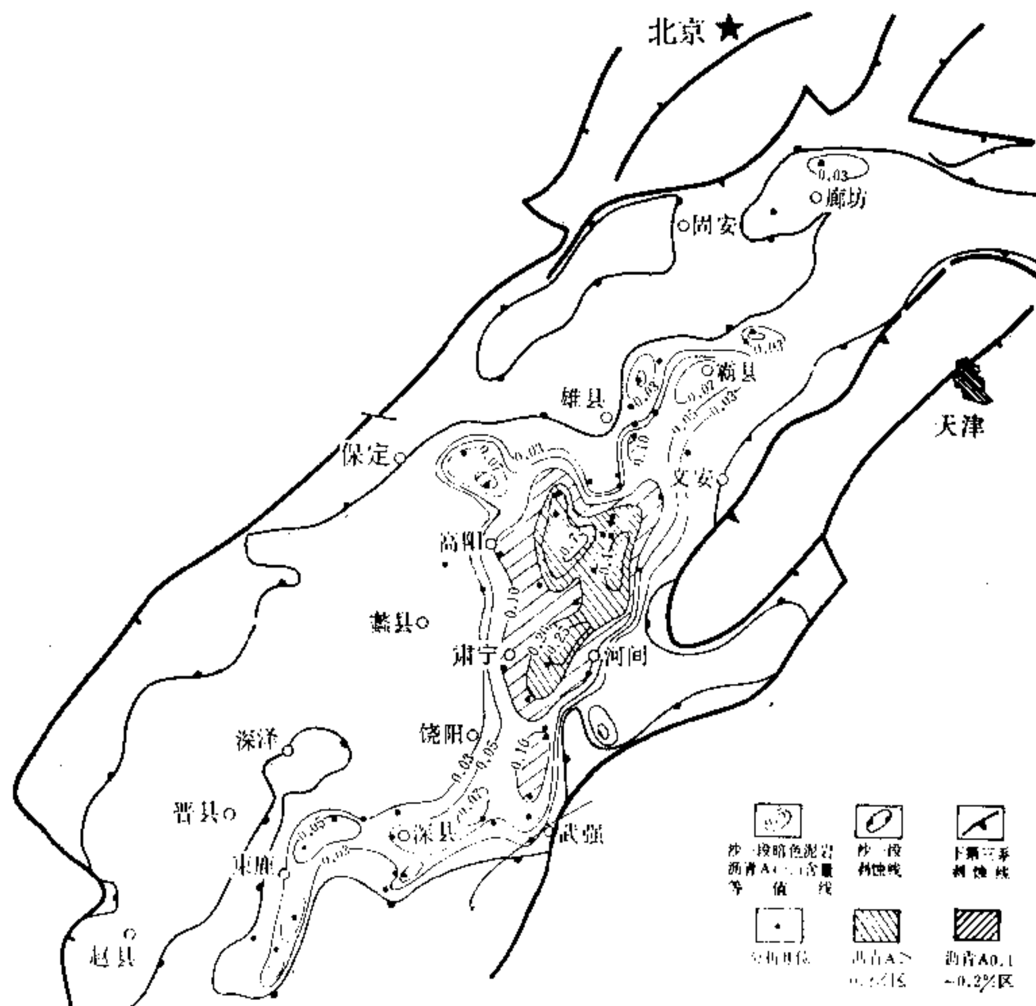


图 5-16　冀中坳陷沙一段暗色泥岩氯仿沥青"A"含量等值线图

表 5-16　冀中坳陷三套主要生油层有机碳含量大于0.5%和1%的分布面积

生油层	C_{org}>0.5%		C_{org}>1%	
	面积(km²)	占湖面积(%)	面积(km²)	占湖面积(%)
Es_1	4299.2	39.5	1796.8	17
Es_{2+3}	6802.4	63	1268.8	14
Es_4－Ek	3667.2	61	478.4	18

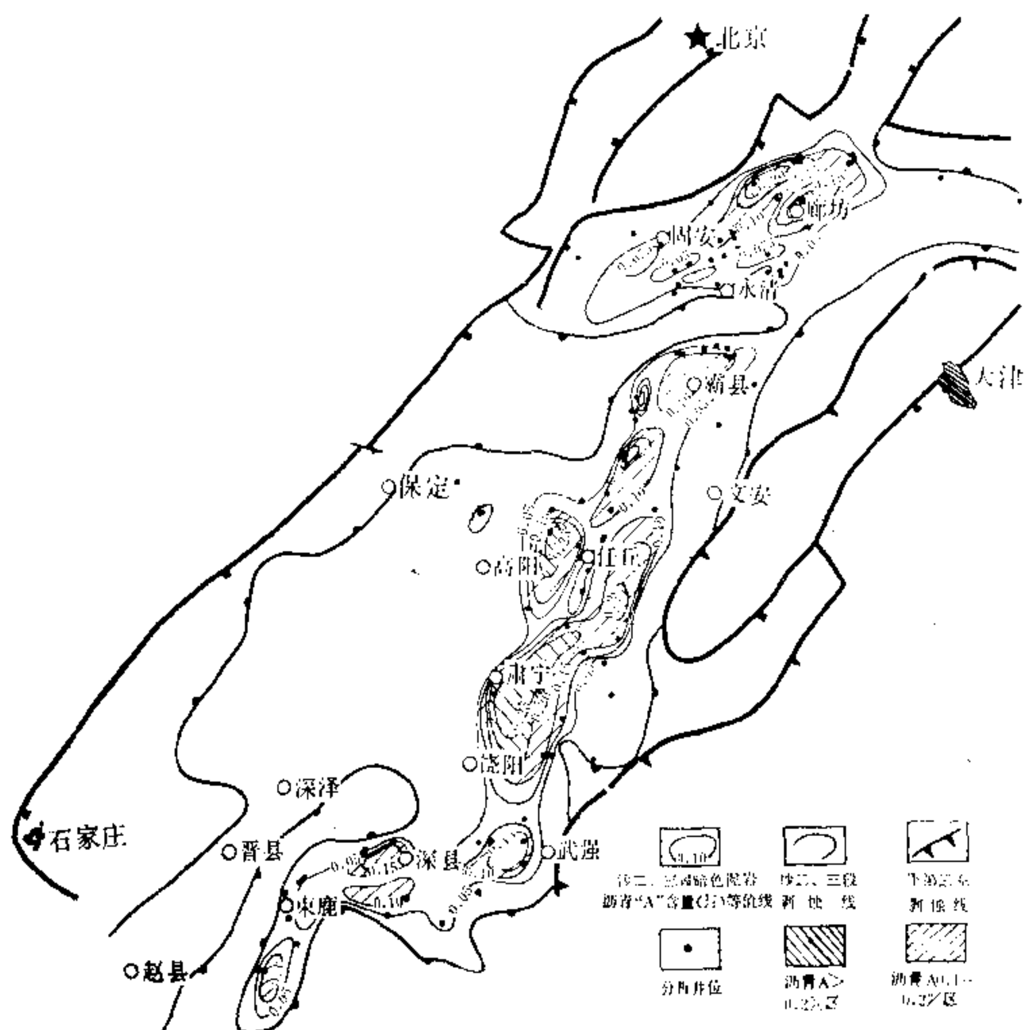


图 5-17 冀中坳陷沙二、三段暗色泥岩氯仿沥青"A"含量等值线图

表 5-17 冀中几个凹陷下第三系沉积速度比较表

凹 陷	深县—束鹿	饶 阳	霸 县	廊坊—固安	山东东营凹陷
下第三系最厚(m)	4000	5000	7000	9000	11000
沉积速度(mm/y)	0.11	0.14	0.21	0.30	0.31

沙四段—孔店组、沙二段和沙一上段在饶阳凹陷多数地区以红层为主，而东二段含螺泥岩底界埋深多数地区又小于2800米，尚未进入生油门限深度。所以，在饶阳凹陷广大地区，沙三段和沙一下段是主要生油层。其特点是：

（1）浅湖相微咸—半咸水沉积

剖面上出现油页岩、碳酸盐岩、鲕状灰岩、碳质泥岩及频繁交互的砂泥岩，说明典型的深水湖相泥岩不很发育，而浅湖相占优势。

与廊固凹陷深湖相剖面相比，浅湖相泥岩单层厚度（表5-20）小。但这种剖面组合却有利于排烃。

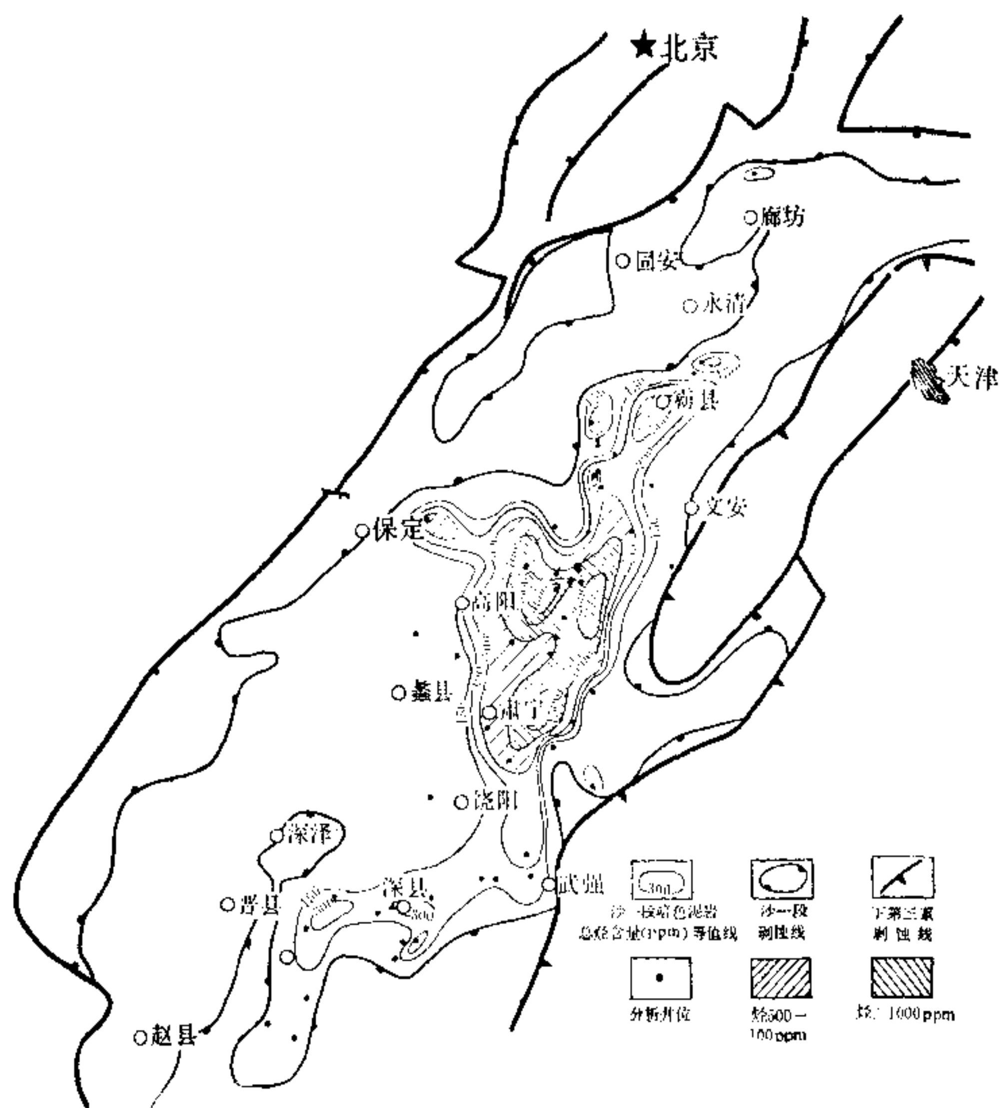


图 5-18 冀中坳陷沙一段暗色泥岩烃含量等值线图

表 5-18 饶阳、廊固凹陷第三纪沉降史比较表

地 层 时 代	继承性下沉的凹陷	早凹中衰后升型凹陷
	饶阳凹陷	廊固凹陷
Nm—Q Ng	2000m±	1000m±， 缺失。
①		
Ed Es_1 Es_2	2000m±	0～1500m 大部分地区缺失
Es_3 Es_4—Ek	2000～3000	8000m

① ～～～角度不整合，地层显著缺少。

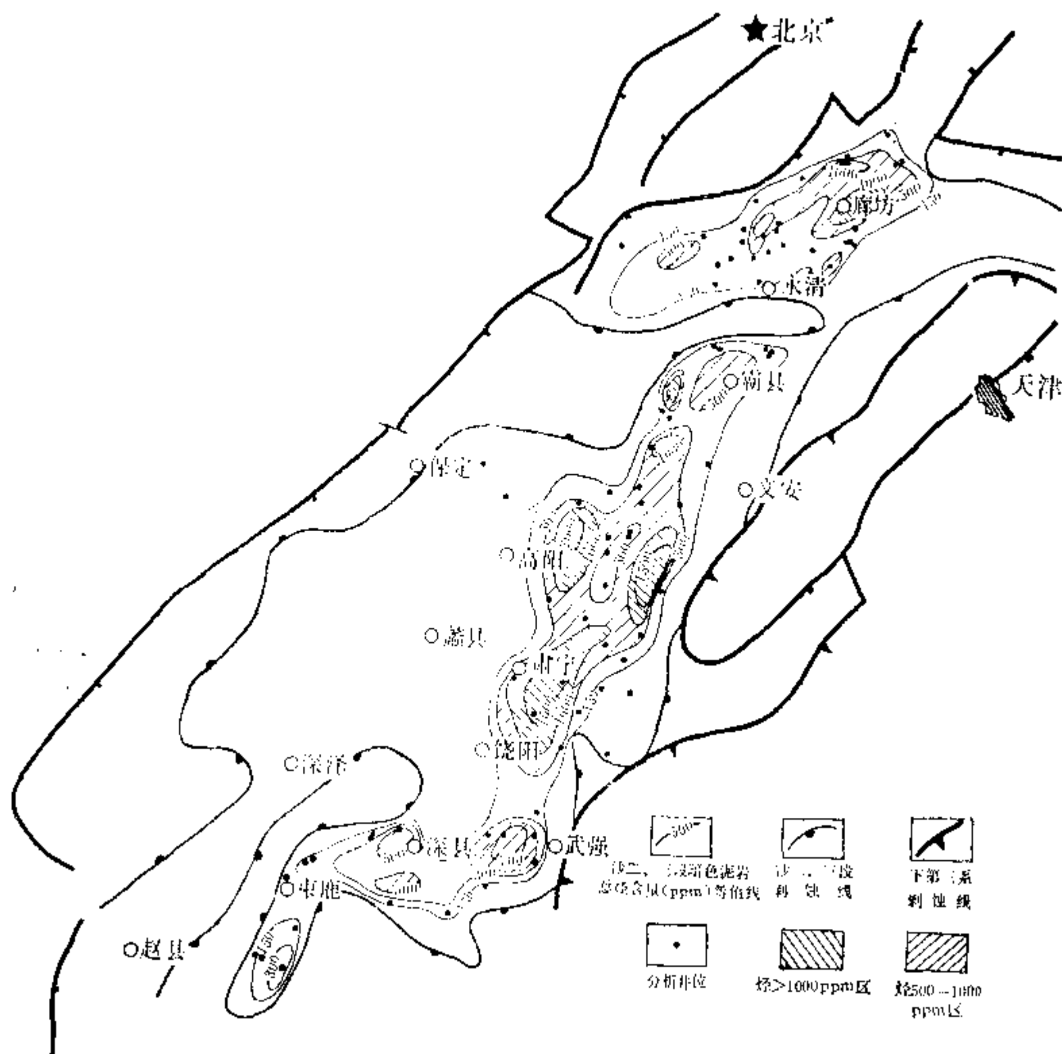


图 5-19 冀中坳陷沙二、三段暗色泥岩烃含量等值线图

表 5-19 饶阳凹陷标准生油剖面下第三系各层段暗色泥岩发育及有机质丰度表

代表井	层位		地层厚度 (m)	暗色泥岩厚度 (m)	暗色泥岩占地层厚度 (%)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	烃/C_{org} (%)	饱和烃/沥青"A" (%)	非烃＋沥青质/沥青"A" (%)	饱和烃/芳烃 (%)
任7	Ed	Ed_1	85	16	18.8	0.09(4)①	0.0320(4)	21(1)	/	27.07	57.99	1.81
		Ed_2	320	126	39.1	0.46(17)	0.0510(17)	18(1)	/	29.05	58.49	2.33
		Ed_3	179	60	33.5	0.24(7)	0.0370(6)	168(1)	/	25.33	57.91	1.51
宁3	Es_1	上	394	253	64.2	0.43(20)	0.0785(4)	483(4)	7.24	49.97	37.43	4.04
		下	391	316	80.8	1.20(19)	0.3806(5)	2411(5)	19.35	47.11	37.88	3.17
	Es_2		230	117.5	51.1	0.60(7)	0.2051(2)	1481(2)	18.62	56.66	28.65	3.84
	Es_3		670	383.5	57.2	0.75(17)	0.2278(10)	1680(10)	23.11	59.60	26.92	4.54
	Es_4-Ek		521	175.5	33.7	0.68(7)	0.1213(4)	661(4)	9.14	51.26	35.52	3.89
总计			2790	1446.5	51.8	—	—	—	—	—	—	—

①(　)内数字系样品数。

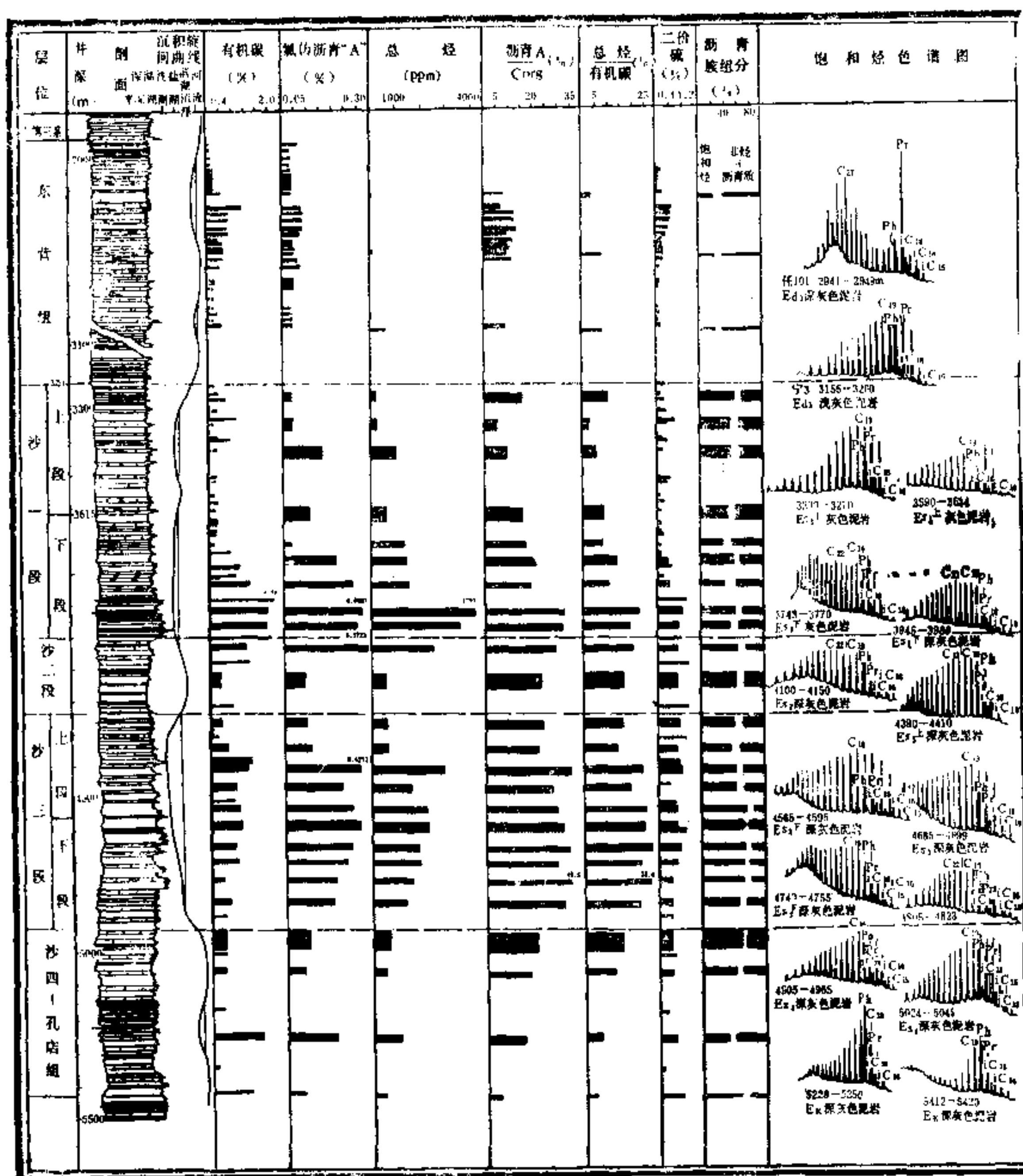
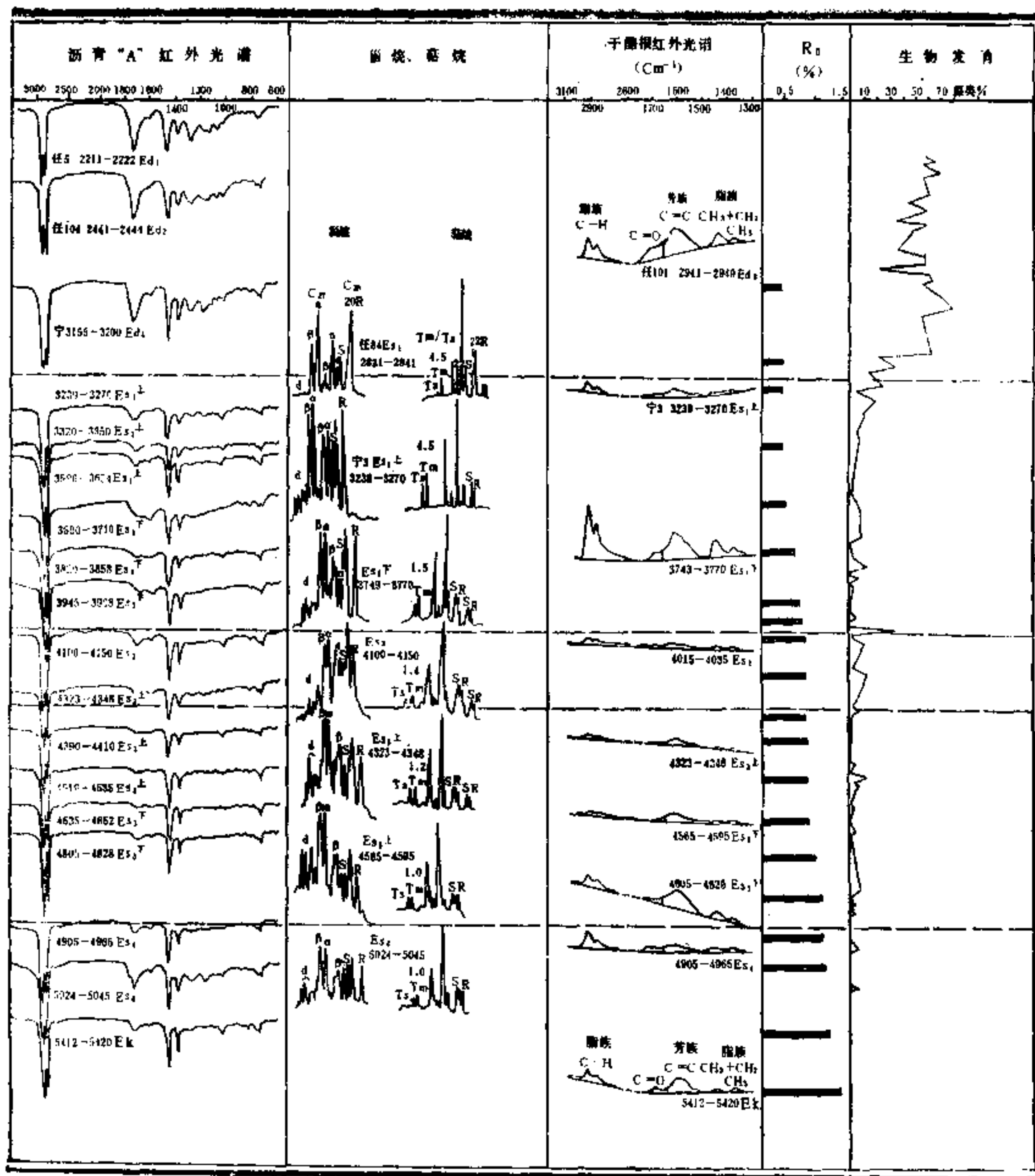


图 5-20 饶阳凹陷下第三系综合

从表5-21中可以看出：饶阳剖面各段泥岩的Sr、B平均含量多在淡水沉积范围内，但各段最大值已经高于淡水，而接近海水指标了。其中，沙一下段又比沙二、三段略高，属微咸至半咸水湖沉积。水体有一定盐度，有利于有机质的保存。

（2）有机碳含量不算高，但氯仿沥青“A”与烃含量却很高

1）从图5-20和表5-19中可以看出，这个剖面除沙一下段和沙三段部分层段外，有机碳含量都小于1%，只达到中等生油岩的水平，但主要生油层段氯仿沥青“A”的平均含量都大于0.2%，有65%的样品其烃含量大于1000ppm，最高达4293ppm，远远超出好生油



生油剖面图（任7井—宁3井）

岩的下限值；烃/有机碳高达19.3～23.1%。这是整个冀中坳陷氯仿沥青“A”和总烃含量最高的一个下第三系剖面。

2）这个剖面上沙三段生油岩的有机碳含量与廊固凹陷沙三段成熟生油岩相近，但烃含量却比它高4～5倍（图5-21）。显然，这与沙三段埋深大、成熟度高、母质较好有关。

3）图5-20表明，由于该剖面位于饶阳凹陷中心，除沙一下段和沙三段为区域生油层外，沙四段—孔店组、沙二段和沙一上段都有一定厚度的暗色泥岩，各项有机质指标（表5-19）都达到好或中等生油岩标准，说明在凹陷中心区生油层位可能增多。从表5-19中还

表 5-20　饶阳、廊固凹陷沙三段暗色泥岩发育比较表

沙　三　段	饶阳凹陷 宁 3 井	廊固凹陷 安 29 井
暗色泥岩总厚(m)	383.5	1547.5
单层泥岩最大厚度(m)	26	271
单层泥岩平均厚度(m)	4.8	12.9
暗色泥岩占地层厚度(%)	57.2	83

表 5-21　饶阳凹陷宁3井剖面各层段泥岩Sr、B含量数据表

层　段	Sr(PPm)				B(PPm)			
	范　围	平　均	海相沉积	淡水沉积	范围	平　均	海相沉积	淡水沉积
Es_1下	196～550	365	800～1000	100～300	50～68	57	89～124	30～60
Es_2	110～500	298			22～50	32		
Es_3	53～730	240			11～95	49		
Es_4—Ek	0～433	72			8～46	21		

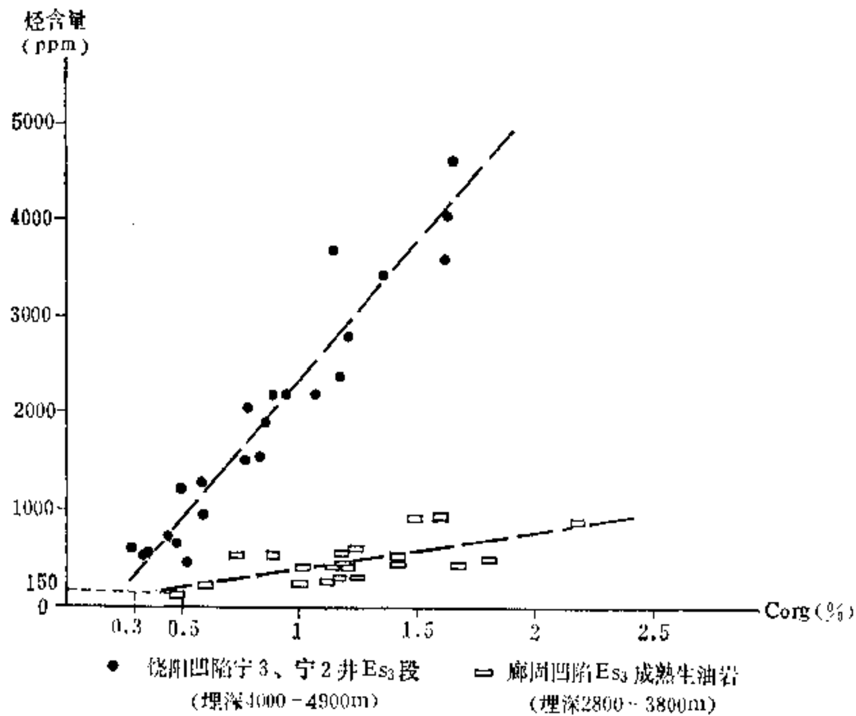


图 5-21　饶阳凹陷与廊固凹陷沙三段成熟生油岩产烃量曲线比较图

可看出，沙一下段有机碳含量比沙三段高，但烃转化率沙一段反而低于沙三段。这是沙三段成熟度高的反映。

（3）腐泥为主的混合型生油母质

1）干酪根类型　对14个干酪根的元素分析表明，其中一半样品H/C原子比大于1；另一半样品，H/C原子比虽小于1，但O/C原子比很小（0.04～0.10）。结果，在14个干酪根中，有8个落在范氏图中Ⅱ₁型演化线上；有5个靠近或落在Ⅱ₂型演化线上；只有一个沙四段干酪根落在褐煤演化区（图5-22）。可见，在这个剖面上，以腐泥为主的混合型干酪根占了优势。

应当指出的是，这个剖面沙二、三段和沙四—孔店组的埋深已大于4000米，生油岩有机质的成熟度较高，这时若单纯用残余或"老化"干酪根的资料去划分母质类型，其结果往往偏差。

2）甾、萜烷生物标记物　从图5-23及表5-22中可以看出，宁3井剖面上孔店组至沙河街组6层生油岩，都是5α-C_{27}（胆甾烷）>5α-C_{29}（豆、谷甾烷），5α-$C_{27}/5\alpha$-C_{29}为1.05～2.10。其中4个样落在Ⅱ₁型母质区，1个落在Ⅰ型区，只有1个沙一上段生油岩样落在Ⅱ₁—Ⅱ₂型分界线附近。在萜烷组成中，未见陆生高等植物标记奥利烷，而Y-蜡烷含量很高，其$\frac{\text{Y-蜡烷}}{C_{31}\text{-Hop.}/2}$值为0.4～1.27。可见，各层段生油母质中水生浮游生物占明显优势。

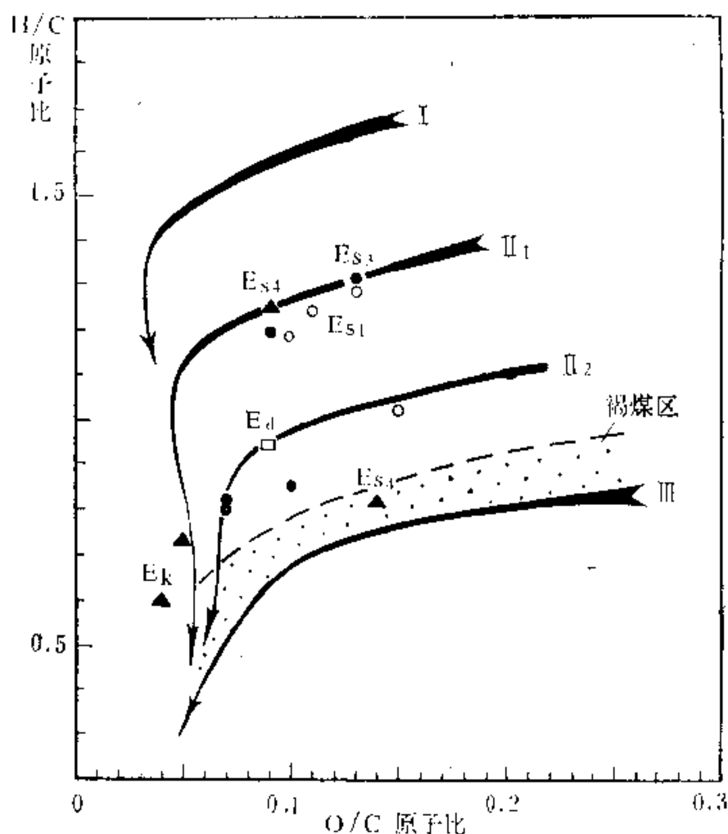


图 5-22　饶阳凹陷宁3井剖面干酪根的元素组成类型图

3）姥鲛烷与植烷之比值　以煤为代表的腐植型母质Pr/Ph>1；藻类母质则Pr/Ph<1。饶阳凹陷东营组至孔店组的30个生油岩样的Pr/Ph为0.44～0.97，只有两个沙一段生油岩样的Pr/Ph分别为1.05和1.08。显然，饶阳凹陷生油母质中高等植物掺入的比较少。

另外从氯仿沥青"A"的红外光谱分析也得到类似结果（图5-20）。

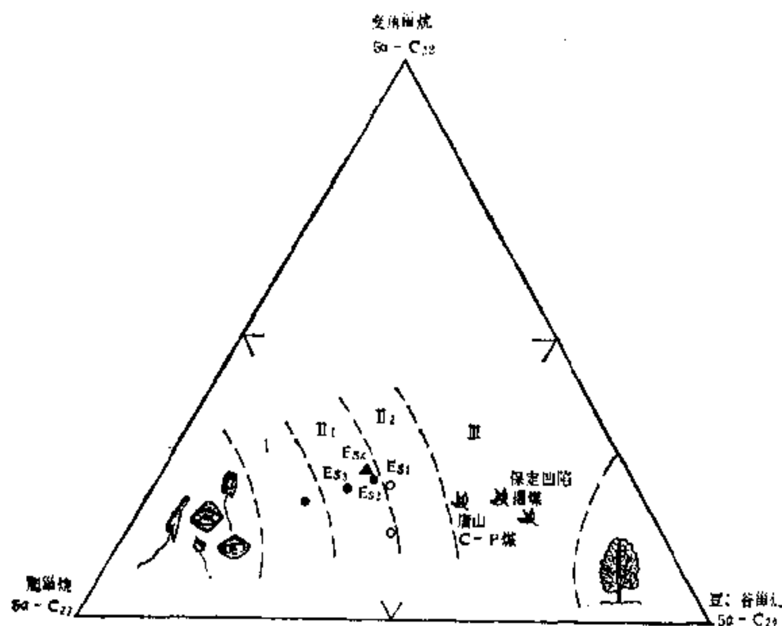


图 5-23A 饶阳凹陷宁3井生油岩三种甾烷组成三角图

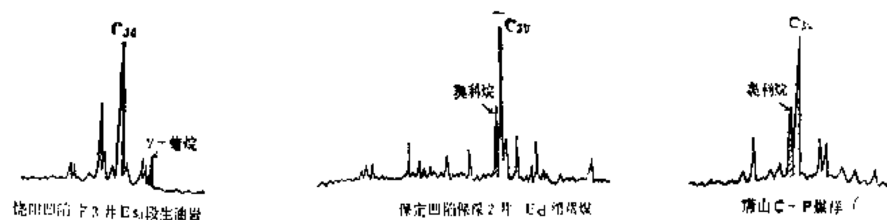


图 5-23B 饶阳凹陷宁3井沙三段生油岩与煤岩萜烷组成比较图

表 5-22 饶阳凹陷宁3井生油岩三种5α-甾烷数据表

层 位	样品底深 (m)	5α－C_{27}% (胆甾烷)	5α－C_{28}% (麦角甾烷)	5α－C_{29}% (豆、谷甾烷)	$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	类 型
Es_1 上	3270	39.1	24.5	36.4	1.07	Ⅱ2
Es_1 下	3770	42.9	16.2	40.9	1.05	Ⅱ1
Es_2	4150	41.7	25.0	33.3	1.25	Ⅱ1
Es_3 上	4348	46.5	23.3	30.2	1.54	Ⅱ1
Es_3 下	4595	53.9	20.5	25.6	2.10	Ⅰ
Es_4—Ek	5045	41.6	25.8	32.6	1.28	Ⅱ1

综合以上各项指标判断，饶阳凹陷下第三系生油层的母质类型，属于腐泥为主的混合型，其中以沙三段为最好。

（4）成熟生油层位多，“液体石油窗”底界深，成油带厚

1）成熟生油层位多 在饶阳凹陷中心部位，从东营组底部直至孔店组各层生油岩都已成熟。如凹陷中部的宁3井剖面，东三段埋深3200米，R_o为0.51%，正烷烃奇偶优势已经消失，OEP为1.03，沥青中饱和烃含量高达48.23%，非烃加沥青质减少到40%，显

然已经成熟。

2）"液体石油窗"底界深　从图5-20反映出，埋深在5300米以下，即相当于孔店组下部，R_o>1.3%，液态烃才开始气化，这就说明饶阳凹陷中心生油剖面的"液体石油窗"在层位上包括东营组底部至孔店组中部；在深度上从3100～5300米，成油带厚达2200米，成熟生油层厚达1245米。

综上所述，一个好的生油凹陷，暗色泥岩无需很厚，单层连续厚度无需很大，生油层的有机碳含量也无需很高，只要母质好，又有一定厚度及面积，且是继承性沉降的凹陷，

图 5-24　冀中北部廊固凹陷下第三系综合生油剖面图

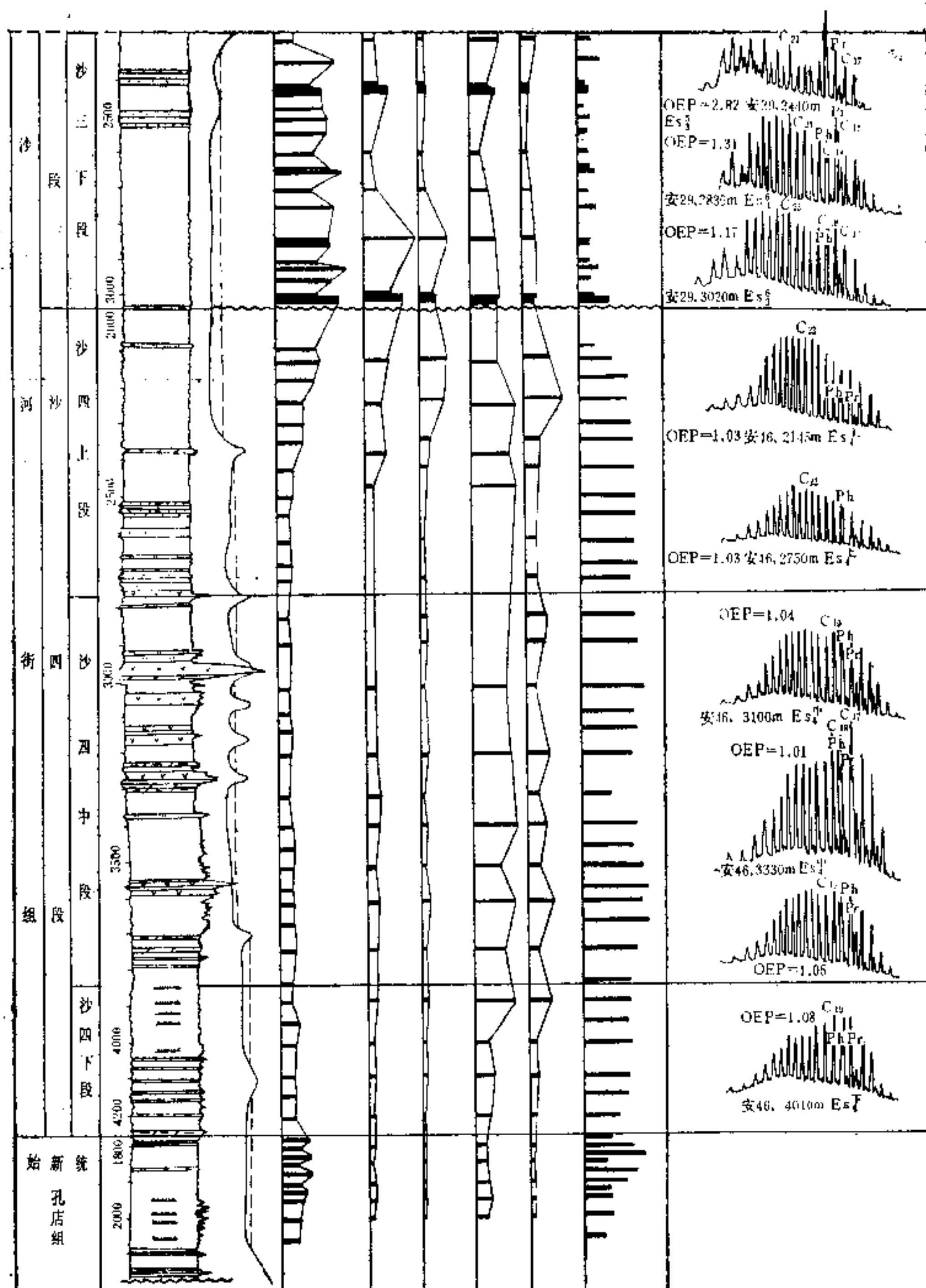


图 5-24(续)

那么成熟生油层位就多，转化程度就高，也就能生成丰富的油气。

2. 早中期沉降、后期抬升的湖相生油剖面

这类剖面以廊固凹陷的生油剖面为代表（图5-24）❶。该凹陷的湖相沉积期开始于孔店中期，沙三早、中期达到了全盛时期，深水湖相暗色泥岩十分发育。孔店组至沙三中段

❶ 由安29等5口井的不同组段剖面连接而成。

总厚达4530米，其中暗色泥岩厚3650米，分别占地层厚度71～93%(表5-23)。到了沙三晚期，湖泊衰退，沉积了一套河流沼泽相的杂色砂泥岩层。从沙二期开始，凹陷主体抬升并遭受剥蚀，仅局部地区分布有沙二段到东营组的河流相沉积。晚第三纪初期凹陷整体抬升，全凹陷缺失馆陶组，到晚期方开始接受明化镇组沉积；由此可见，廊固凹陷与东部凹陷带的发育史很不同，其生油特点是：

表 5-23 廊固凹陷生油剖面各层段暗色泥岩的发育和有机质丰度表

层位		地层厚度(m)	暗色泥岩厚度(m)	暗色泥岩占地层厚度(%)	C_{org}(%)	沥青"A"②(%)	烃②(ppm)
Ed		433.5	170	39.2	0.08(12)	0.0052(1)	/
Es_1		246	281.5	48.5	0.18(13)	0.0092(1)	27(1)
Es_2		335			0.22(10)	0.0105(2)	48(2)
Es_3	上	784.5	330	42.1	0.43(9)	0.0755(2)	232(2)
	中	1100	835.5	76.0	1.02(19)	0.0510(9)	182(9)
	下	765.5	712	93.0	1.18(14)	0.0694(9)	343(9)
Es_4	上	782	667	85.3	0.53(20)	0.0459(5)	242(5)
	中、下	1485.45▽①	1156▽①	77.8	0.31(22)	0.0273(11)	132(11)
Ek		397	282	71.0	0.50(11)	0.0162(5)	64(5)
总计		6328.95	4434	70%			

层位		烃/C_{org}(%)	饱和烃/沥青"A"(%)	非烃+沥青质/沥青"A"(%)	饱和烃/芳烃	代表井
Ed		/	/	/	/	务3井
Es_1		/	/	/	/	
Es_2		/	/	/	/	
Es_3	上	1.16	20.16	67.93	1.73	固2井
	中	2.00	26.66	62.20	2.47	安29井
	下	3.09	33.44	52.16	2.23	
Es_4	上	5.15	38.86	44.43	2.35	安46井
	中、下	4.54	36.69	50.67	3.08	
Ek		1.62	26.80	57.45	1.77	泉31井
总计						

①▽，表示未穿，以下同。

②Ed—Es_3上沥青"A"和烃含量借用泉63、泉22井的分析资料。

（1）生油层位老、层系少，有机质转化程度低

1）主要生油层仅沙三下段和沙四段—孔店组，东营组、沙一段、沙二段和沙三上段暗色泥岩，有机质丰度太低，不具备生油能力（表5-23）。

2）沙三中、下段暗色泥岩厚度分别为835.5、712米，各占地层厚度的76%、93%。

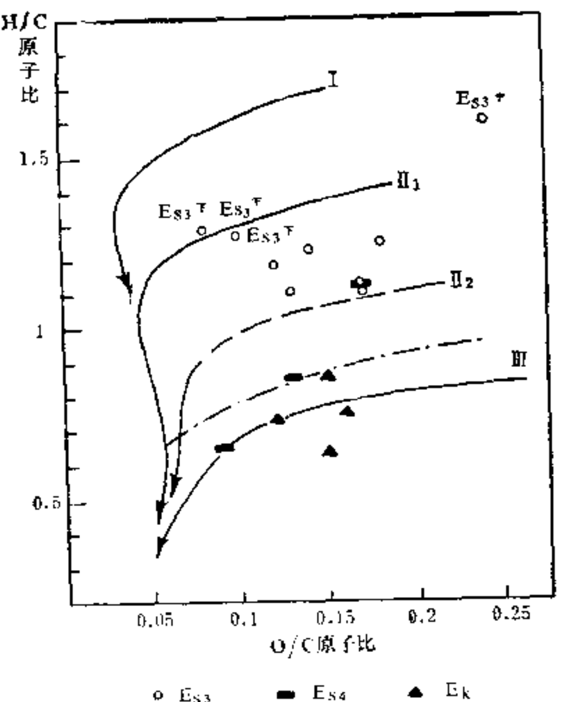


图 5-25A 廊固凹陷生油剖面干酪根元素组成类型图

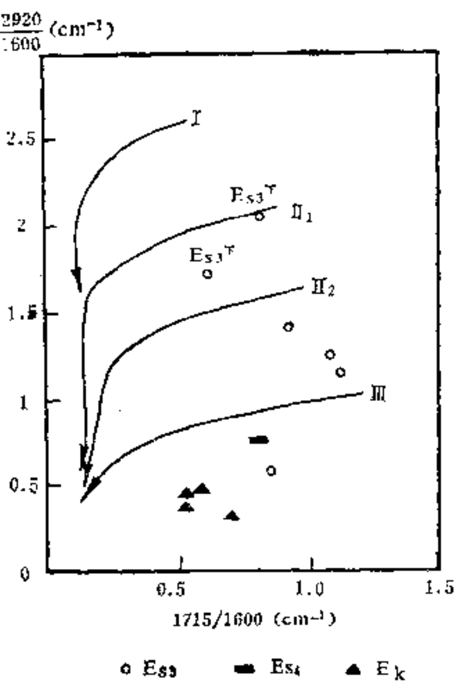


图 5-25B 廊固凹陷生油剖面干酪根红外光谱 $\frac{2920}{1600}-\frac{1715}{1600}$(cm⁻¹)比值座标图

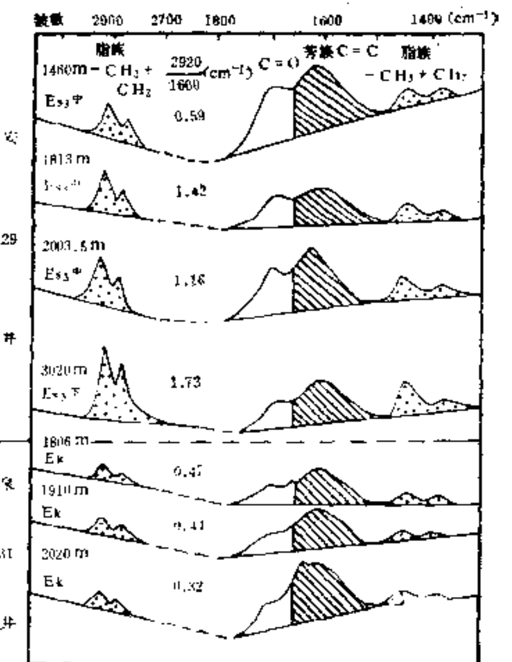


图 5-25C 廊固凹陷生油剖面干酪根红外光谱特征图

有机碳含量平均为1.1%，但氯仿沥青“A”平均含量为0.06%，烃含量平均为263ppm，只达到中等生油岩的水平。其中沙三下段较高，烃/有机碳平均达到了3%的排烃阀值。

3）沙四段一孔店组暗色泥岩厚2105米，占地层厚度79%。但有机质丰度较低，除沙四段上部400米和孔店组上部150米层段有机碳>0.5%可作生油层外，其余75%的暗色泥岩的有机碳含量平均只有0.31%，烃含量<150ppm，属非生油岩层。

（2）沙三中、下段生油层母质属混合型；沙四段一孔店组则以腐植型为主。依据如下：

1）干酪根类型 从图5-25中可以看出：这个剖面上沙三段和沙四段上部干酪根的H/C原子比值为1.1～1.59，O/C原子比值为0.08～0.31，落在范氏图$Ⅱ_1$型及$Ⅱ_1$—$Ⅱ_2$型演化线之间；红外光谱图上脂族C—H吸收（2920cm^{-1}）强度多数大于多环芳核C=C吸收（1600cm^{-1}），母质类型以混合型为主。沙四中、下段则相反，H/C原子比小于1（0.63～0.85），O/C原子比为0.09～0.16；红外光谱图上1600cm^{-1}吸收强度大于2920cm^{-1}，表征着多环芳核结构占优势，母质属腐植型。另外，干酪根的镜下观察结果，也证实了沙三段干酪根是由两类有机质组成：一类是外形不规则，轮廓模糊的腐泥质组分；另一类是高等植物碎片，而沙四段一孔店组干酪根则主要为高等植物碎片组成。

2）生油岩热解特征 从图5-26中可以看出：这个剖面沙三段生油岩热解氢指数（I_H）多数在200～579毫克$_{烃}$/克$_{有机碳}$，氧指数（I_O）<100毫克$_{CO_2}$/克$_{有机碳}$，生油潜量为2.4～14.8千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$，生油岩母质属混合（Ⅱ）型。沙四段孔店组生油岩则相反，氢指数（I_H）<150毫克$_{烃}$/克$_{有机碳}$，生油潜量<1千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$，生油岩母质属腐植型，生油能力很低。

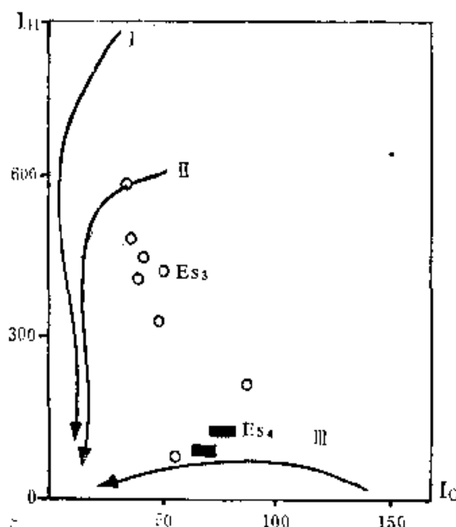


图 5-26 廊固凹陷安29井剖面生油岩热解I_H—I_O座标图

3）沥青“A”红外光谱 如前所述，廊固凹陷生油岩的沥青“A”红外光谱中多环芳核C=C吸收强，长链烷烃少，1460/1600和720/746（cm^{-1}）两个比值小。特别是剖面上多数样品1660cm^{-1}处醌的C=O吸收峰十分明显。醌是腐植型有机质的标记之一。在有些沙四段生油岩中，1660cm^{-1}醌的C=O吸收甚至超过了1715cm^{-1}处酮、醛、酸的C=O吸收。表明沙四段—孔店组母质中高等植物成分比沙三段更多。

（3）成熟生油层包括沙四段—孔店组及沙三下段底部

从图5-24及表5-24中可以看出：廊固凹陷生油剖面埋深2713米的沙三下段样品，干酪根R_o=0.4%；正烷烃OEP=1.45，奇碳优势明显；烃/有机碳小于3%，尚未成熟。到了2835米以下，干酪根R_o>0.5%，正烷烃奇碳优势基本消失，OEP接近1.2，最高热解峰温已高于435°C（表5-24），表明生油岩已经成熟。因此，门限深度应在2800米左右。这样一来，成熟生油层实际上只包括沙三段最下部200米地层以及沙四段—孔店组；而沙三中、上段及沙三下段上部近1500米暗色泥岩都未成熟。

表 5-24　廊固凹陷安29—安46井生油剖面成熟门限深度划分表

井号	层位	样品底深 (m)	干酪根 R_o(%)	正烷烃 OEP	烃/C_{org} (%)	最高热解峰温 T_{max}(°C)	
安29	Es_3 上	1215	0.36	2.94	1.67	/	未熟
	Es_3 上	1460	0.36	3.66	1.57	423	
	Es_3 中	2003.5	0.42	1.37	2.55	430	
	Es_3 中	2256	0.48	1.52	/	428	
	Es_3 下	2479	0.47	/	2.07	/	
	Es_3 下	2713	0.40	1.45	2.88	435	
	Es_3 下	2835	/	1.31	3.55	436	成熟
	Es_3 下	3020	0.56	1.17	4.75	435	
	Es_4 上	3494.1	0.61	1.16	3.93	439	
安46	Es_4 中	3627(4147)①	0.89	1.11	8.07	/	生油高峰
	Es_4 下	4095(4615)①	1.10	1.02	3.19	/	湿气带

①经恢复后的古埋深，即最大埋深。

总之，廊固凹陷安29—安46井生油剖面上有两套以深湖相为主的生油层，沙三段生油岩有机质丰度高，母质较好，属混合型，但因后期抬升，除底部200米外，大套暗色泥岩尚未成熟（凹陷中部沙三段埋深增大，成熟厚度也可能增加）。剖面上已成熟的生油层位主要是沙四段—孔店组。有效生油层仅分布在沙四上段400米和孔店组上部150米地层中，母质以腐植型为主，生油潜量不大。

3. 山前冲积平原上的湖沼相生油剖面

这类剖面以保定凹陷保北凹槽保深2井为代表。保定凹陷早第三纪始终处在太行山前洪积—冲积平原带上，沙一早期冀中大面积湖侵，保北凹槽方处在滨浅湖区，以后沼泽化沉积了一套煤系地层。保深2井（孔店组未穿），揭开东营组至孔店组地层4299米，其中暗色泥岩总厚1203.5米，占地层总厚的28%。

从图5-27及表5-25可以看出：

（1）有三段暗色泥岩：第一段分布在孔店组一、二段，厚224米。各项有机质丰度指标很低，不具备生油能力；第二段暗色泥岩夹在沙四段上部与沙二段下部之间，厚265米。除个别层段外，有机质含量也很低，未达到生油岩标准；第三段位于沙一—东三段浅湖沼泽相煤系地层中，厚度近700米，上下各有一段油页岩层，中间夹有41层共厚119米的褐煤层。有机碳和氯仿沥青“A”含量均高，但烃/有机碳一般小于3%，沥青中饱和烃含量平均为27～35%，标志着烃转化率低。

（2）沙一段底部，在2684米处，泥岩中干酪根的R_o为0.45%，正烷烃OEP为2.27，热解最高峰温为432°C，萜烷成熟参数为22S<22R，说明沙一段煤系地层生油岩尚未成熟。沙二段埋深3194米处的暗色泥岩，正烷烃OEP值为0.98，已成熟，但因有机质丰度太低。生油条件不很理想。埋深4650米以下的孔店组泥岩，R_o>1.1%，正烷烃主峰前移至C_{17}，轻重比值C_{21}^-/C_{22}^+从1.17增至5.16，埋深5000米处，又增至11.94，整个图谱与凝析油十分相似，标志着有机质热演化已进入湿气阶段。

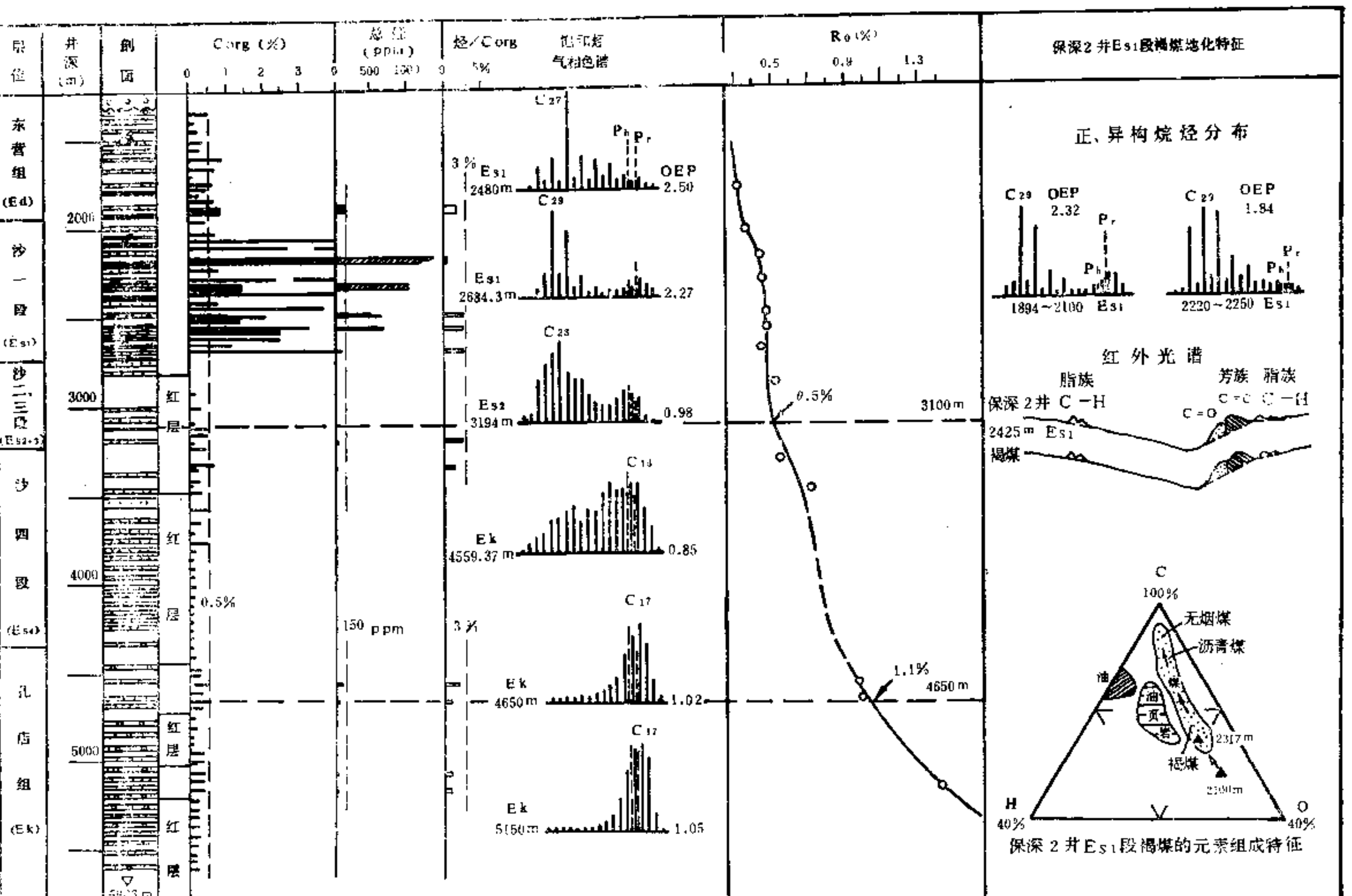


图 5-27 保定凹陷保深2井综合生油剖面图

表 5-25 保定凹陷保深2井各层段暗色泥岩有机质丰度表

层位		地层厚度 (m)	暗色泥岩厚度 (m)	暗色泥岩占地层厚 (%)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	烃/C_{org} (%)	饱和烃/沥青"A" (%)	非烃+沥青质/沥青"A" (%)
Ed	Ed_1	187	150.5	23.9	0.40(7)	/	/	/	/	/
	Ed_2	232								
	Ed_3	211.5			0.54(5)	0.0287(1)	156(1)	1.88	34.81	45.68
Es_1	上	671	340	59.5	1.70(13)	0.1124(3)	556(3)	2.75	35.19	47.55
	下	224	224	100	2.34(7)	0.1330(3)	505(3)	3.17	27.00	57.05
Es_{2+3}		489.5	93	19	0.30(4)	0.0077(1)	30(1)	2.50	29.38	61.85
Es_4		1135	172	15	0.46(10)	0.0086(1)	30(1)	1.43	24.31	64.22
Ek		1249▽	224 ▽	18	0.36(15)	0.0110(4)	63(4)	1.36	41.30	44.62
总计		4299▽	1203.5▽	28	/	/	/	/	/	/

总之，这种沼泽相煤系地层腐植型生油岩即使埋藏到成熟门限深度以下，也由于"液态石油窗"底界浅，成油带薄（3100～4600米，厚1500米），比起饶阳凹陷以腐泥型为主的剖面，薄了700米，更早进入湿气带。

4.古盐湖生油剖面

这类剖面的代表是晋县凹陷的沙四段—孔店组。其生油剖面由赵芯2井（沙四段）和赵8井（孔店组）连接而成（图5-28）。

沙四段—孔店组厚1835米（未穿），由盐湖相含膏泥岩、石膏盐岩和碳酸盐岩组成。其中暗色泥岩厚525.5米。沙三早期开始抬升，沙三段—东营组为一套红层。

盐湖相生油岩的特点是：

（1）有机碳含量不高，但氯仿沥青"A"含量及烃含量较高（表5-26A），这一特点与我国江汉盐湖盆地潜江组生油岩基本一致（表5-26B）。

（2）氯仿沥青"A"中的饱和烃含量低，平均只有23.77%；芳烃含量高，平均达31.63%。非烃加沥青质含量平均高达41～52%。这些特点说明：盐湖相生油层中的可溶有机质数量虽多，但质量并不好；富含芳烃和O-N-S杂原子的高等植物成分占有较大比重。

（3）正烷烃分布呈明显偶碳优势，OEP＝0.5～<1；植烷远多于姥鲛烷，Pr/Ph值为0.11～0.50表征着高盐度，强还原环境和碳酸盐的催化作用。经色质仪鉴定，除iC_{15}～iC_{20}五种常见的类异戊间二烯烷烃外，更高碳数的iC_{21}～iC_{25}也很丰富，这在其它凹陷生油层中是很少见的，可以作为盐湖相生油岩的特殊标记。

（4）在甾烷组成中，孕甾烷系列含量很高（图5-8），这和江汉盐湖盆地潜江组和柴达木盆地上新统盐湖相地层情况相似。孕甾烷含量高是高盐度环境的又一标志。

（5）干酪根类型：5个干酪根的镜下鉴定结果，除一个油页岩外，其余都是颜色很深的植物残体。H/C原子比为0.55～1.1，O/C原子比高达0.4～0.8，热解氢指数一般只有几十毫克烃/克有机碳。几乎在所有样品中都发现有高等植物标记，只能定为腐植型。但是，1）萜烷中γ-蜡烷含量很高，表明低等生物有机质占有一定比例；2）5α－C_{27}（胆

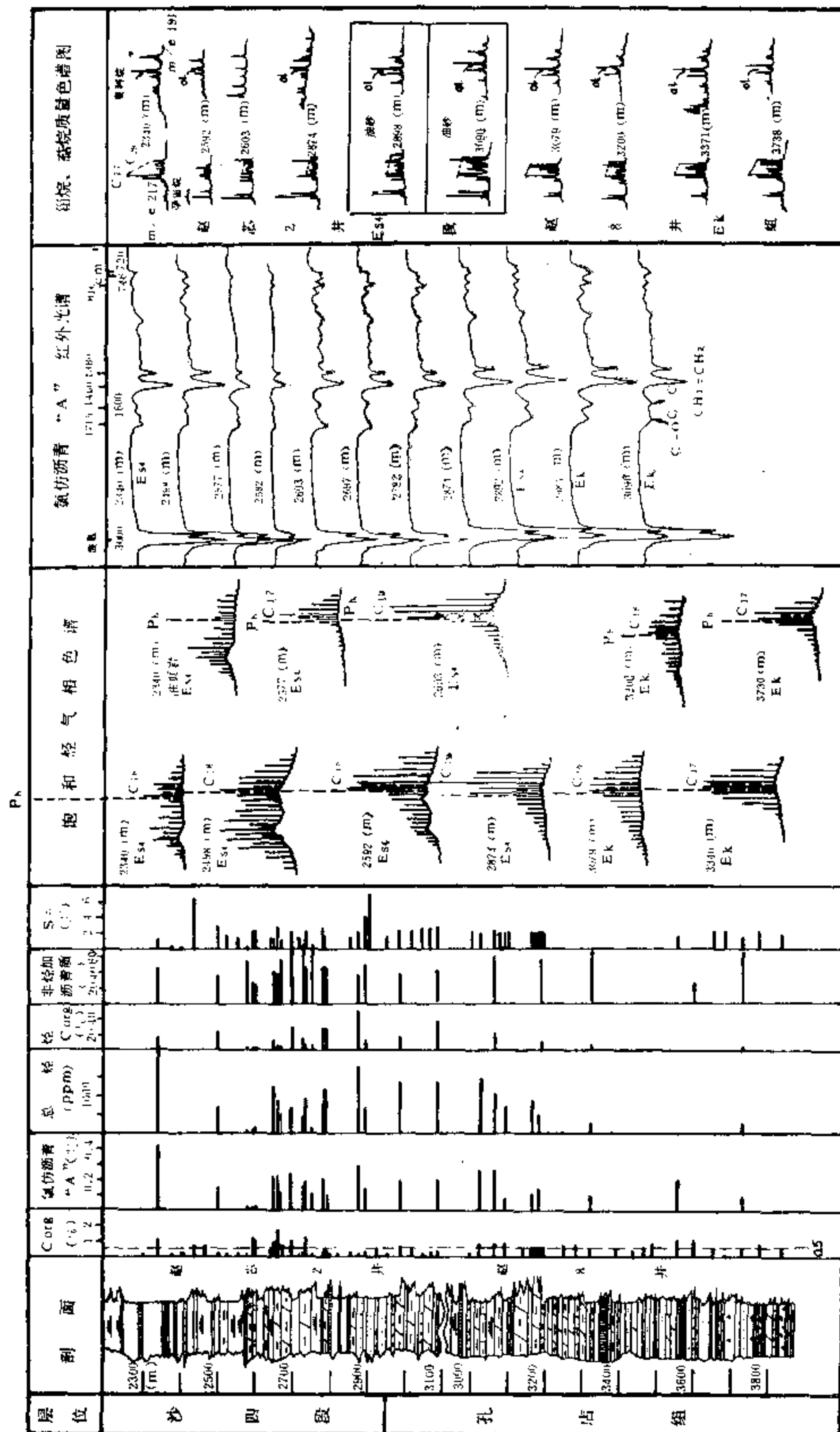


图 5-28 晋县凹陷综合生油剖面图（赵芯2—赵8井）

表 5-26A 晋县凹陷Es_4-Ek组暗色泥岩发育及有机质丰度表

代表井	层位	地层厚度 (m)	暗色泥岩厚度 (m)	暗色泥岩占地层厚度(%)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)
赵芯2	Es_4	747	209.5	28.05	0.53(262)①	0.2033(113)
赵8	Ek	1088.11▽②	316▽	29.04	0.64(31)	0.1646(11)
代表井	层位	烃 (ppm)	烃/C_{org} (%)	饱和烃/沥青"A" %	(非烃+沥青质)/沥青"A" %	饱和烃/芳烃
赵芯2	Es_4	1070(20)	20.04(11)	21.18(11)	41.23(11)	0.74(11)
赵8	Ek	936(10)	14.01(6)	27.83(7)	52.02(7)	1.48(7)

①括号内数据为样品数；②地层未钻穿。

表 5-26B 晋县、南宫凹陷与江汉盆地盐湖相生油层有机质丰度比较表

盆地或凹陷	层位	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	饱和烃/沥青"A" (%)	饱和烃/芳烃
晋县	Es_4－Ek	0.54(293)	0.1999(124)	1025(30)	23.77(18)	1.03(18)
南宫	Es_4－Ek	0.56(27)	0.2546(4)	422(4)	14.65(4)	1.80(4)
江汉	Eq^{3-4}	0.63(260)	0.2295(140)	1079(78)	39.80(78)	1.65(8)

甾烷）多于5α-C_{29}（豆（谷）甾烷），表明也有相当数量的水生生物有机质；3）氯仿沥青"A"红外光谱中多环芳核(1600cm^{-1})和C═O(1715cm^{-1})的吸收峰较弱,而且未见醌的C═O（1660cm^{-1}）吸收峰。这样看来，母质又不算差，因此将这套盐湖相生油层的母质定为Ⅱ$_2$型。

（6）成熟门限深度定在2800米,根据是：1）热解烃指数（S_1（游离烃)/有机碳）埋深小于2800米为5～25毫克/克（相当于烃/有机碳的0.5～2.5%）当埋深大于2800米时则增高到46～164毫克/克（相当于烃/有机碳的4.6～16.4%）；2）氯仿沥青"A"红外光谱图上，2800米以下1715cm^{-1}(C═O)<1600cm^{-1}(芳环C═C)，脱氧比较充分，芳环上的取代基明显减少，816≤749cm^{-1}；3）埋深2603米的沙四段生油岩，萜烷成熟度参数22R-C_{31}>22S-C_{31}；2874米以下，22S>22R，另外，埋深3079米的赵8井孔店组生油岩，R_o=0.61%。因此，可把2800米这个深度看作是大量生油的起点。

（7）排烃困难,从表5-27中可以看出：不少泥岩有机碳含量只有0.29～0.36%，氯仿沥青"A"含量却高达0.15～0.28%，占有机碳总量的35.7～84.4%。在埋深只有2498～3090米、成熟度并不高的情况下，有如此高的沥青"A""转化率"，不但超过冀中坳陷最好的宁3井生油岩的数值（31～40.5%），甚至超过Ⅱ型干酪根的最终（最大）生油率（蒂索认为，最大不超过干酪根重量的70%），然而在这种氯仿沥青"A"中饱和烃的含量却甚低，非烃加沥青质的含量却很高。因此，可以认为盐湖相生油岩中的相当一部分沥青和烃不是干酪根热解产物，而是在沉积时或成岩早期在高盐度条件下被"腌"存下来的

表 5-27 晋县凹陷某些生油岩样品沥青"A"转化率数据表

井号	样品底深(m)	岩性	Corg(%)	沥青"A"(%)	$\frac{沥青“A”}{C_{org}}$(%)	饱和烃(%)	非烃+沥青质(%)	正烷烃OEP
赵芯2井	2340	灰色含膏泥岩	1.20	0.4289	35.74	24.79	48.83	0.54
	2498	深灰色含膏泥岩	0.32	0.2259	70.59	17.59	44.95	0.65
	2498	深灰色泥岩	0.29	0.1566	54.00	20.09	52.84	0.80
	2874	深灰色泥岩	0.34	0.2869	84.38	31.89	37.54	0.77
	3090	深灰色泥岩	0.36	0.2047	56.86	39.74	41.72	0.53
赵8井	3079	深灰色含膏泥岩	0.56	0.2578	46.04	22.07	59.23	0.80

生物残留烃。由于膏盐包裹，一直没排出生油岩外。另外，有65%的生油岩样品中游离烃（热解S_1值）含量很高，其游离烃（S_1）大于或等于可热解烃（S_2），游离烃（包括生物残留烃和干酪根热解烃）没有排走，这是排烃困难的又一标志。

四、 结论

综合上述，冀中坳陷生油层的特点是：

1.沙三段、沙一下段和沙四段—孔店组是冀中坳陷下第三系的三个主要生油层，东营组在大部分地区属未成熟生油层。

2.生油层的有机质丰度以沙三段最高，其次是沙一下段，沙四段—孔店组较低。各凹陷比较，以饶阳凹陷最高，其次是霸县及廊固凹陷；各生油层的有机质丰度从凹陷边缘向中部呈不规则环带状增高。

3.沙三段和沙一下段生油层的母质以混合型为主；沙四段—孔店组则以腐植型为主；

4.冀中坳陷生油层剖面类型多种多样，有继承性下沉的浅湖相剖面；有早中期沉降后期抬升的较深湖相剖面；有山前冲积平原上的湖沼剖面；还有盐湖相剖面。其中，继承性下沉、远离物源区的饶阳型浅湖相生油剖面，有机质丰度虽不高，但母质好，成熟层位多，产烃量大。砂泥岩相间互的剖面组合，对排烃更为有利。

第四节 生油层有机质的热演化

一、地温场的分布

油气生成的主要控制因素是温度。根据冀中33口井的系统测温资料和270口井的静温资料初步分析，本区地温场的分布有三个特点：

1.地温在纵向上变化大

从图5-29中可以看出：几口系统测温资料井的地温梯度从上到下不是一个常数，不同层位、不同岩性段各有其梯度值。在高温区（留12井）地温梯度纵向变化最大，可达3～7.2°C/100米；在地温较低的凹陷中，则变化较小，一般为2.5～3.5°C/100米（表5-28）。

从图5-29及表5-28中还可看出：馆陶组、东营组、雾迷山组的地温梯度相对较低，而沙河街组地温梯度却相对较高。这是由于馆陶组、东营组砂岩较多，雾迷山组则为缝洞发

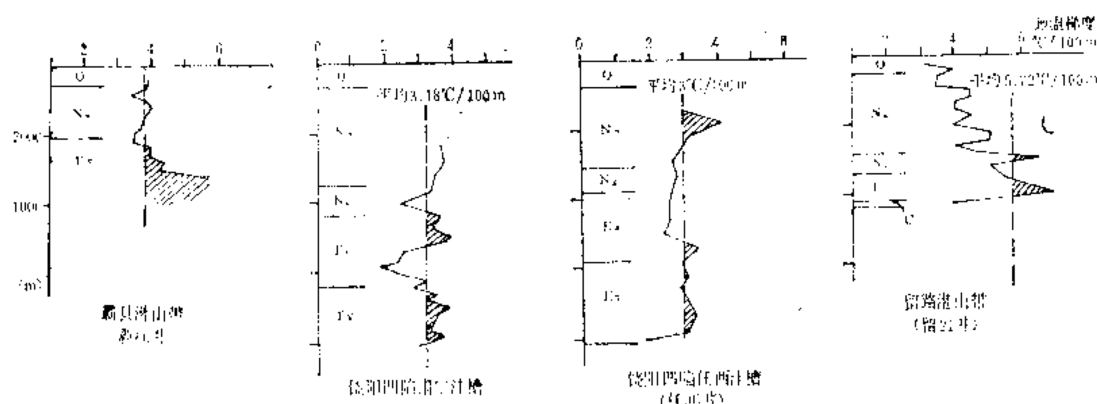


图 5-29 冀中坳陷系统测温井地温梯度纵向变化曲线

表 5-28 冀中坳陷不同层位地温梯度变化表

地区		牛驼镇凸起（雄101井）	留路潜山（留12井）	任丘潜山（任23井）	任西凹槽（任96井）	肃宁凹槽（宁4井）	高阳隆起（高4）	廊固凹陷（泉4井）
测温深度（m）		1000～	200～2100	300～4000	500～4000	1000～4000	50～1800	10～970
地温梯度（$\frac{°C}{100m}$）	Q	6.3(5)①	3.1（1）	3.1（1）	/	/	3.84(3)	2.33(5)
	Nm	5.77(43)	4.36(61)	3.48(12)	3.18(5)	3.55(3)	3.77(11)	2.56(11)
	Ng	/	5.83(12)	3.3（3）	2.75(2)	2.32(3)	3.27(3)	/
	Ed	/	/	3.43(6)	2.78(4)	2.95(10)	3.63(1)	/
	Es	/	7.19(21)	3.56(4)	3.08(6)	3.37(9)	/	2.26(2)
	O	/	/	3.10(1)	/	/	/	/
	∈	/	5(4)	3.42(5)	/	/	/	/
	Jxw	/	/	2.10(6)	/	/	/	/
	平均梯度	5.88	5.72	3.43	3.00	3.18	3.68	2.46

①（ ）内数字为测点数。

育的白云岩，这些地层地下水交替活跃，地层水带走了部分热量；再则是砂岩、白云岩热导率高（为泥页岩的2～2.5倍），来自深部的热量散发较快，因此地温梯度低。而沙河街组泥页岩发育，地下水交替微弱，热导率低，来自深部的热量不易散发，所以地温梯度高。

2.地温在平面上东高西低，凸起带高，凹陷区低

如图5-30所示，地温总的变化趋势是：

（1）东部凹陷带地温高，西部凹陷带包括廊固凹陷地温低。这是因为西部和北部靠近太行山和燕山供水区，地表冷水的混入使地温变低；而远离大山的东部凹陷带，地下水交替微弱，地温较高。

（2）凸起带地温高、凹陷区地温低。坳陷内部可分出四个地温区：

高地温区——地温梯度>4℃/100米，位于凸起带上。如牛驼镇、高阳及宁晋凸起。

中地温区——地温梯度3.4～4℃/100米，位于断裂潜山带上，如任丘、雁翎、卧佛堂—河间等断裂潜山带。

一般地温区——地温梯度为3～3.4℃/100米，位于生油凹陷中，如饶阳、霸县、深县等凹陷。

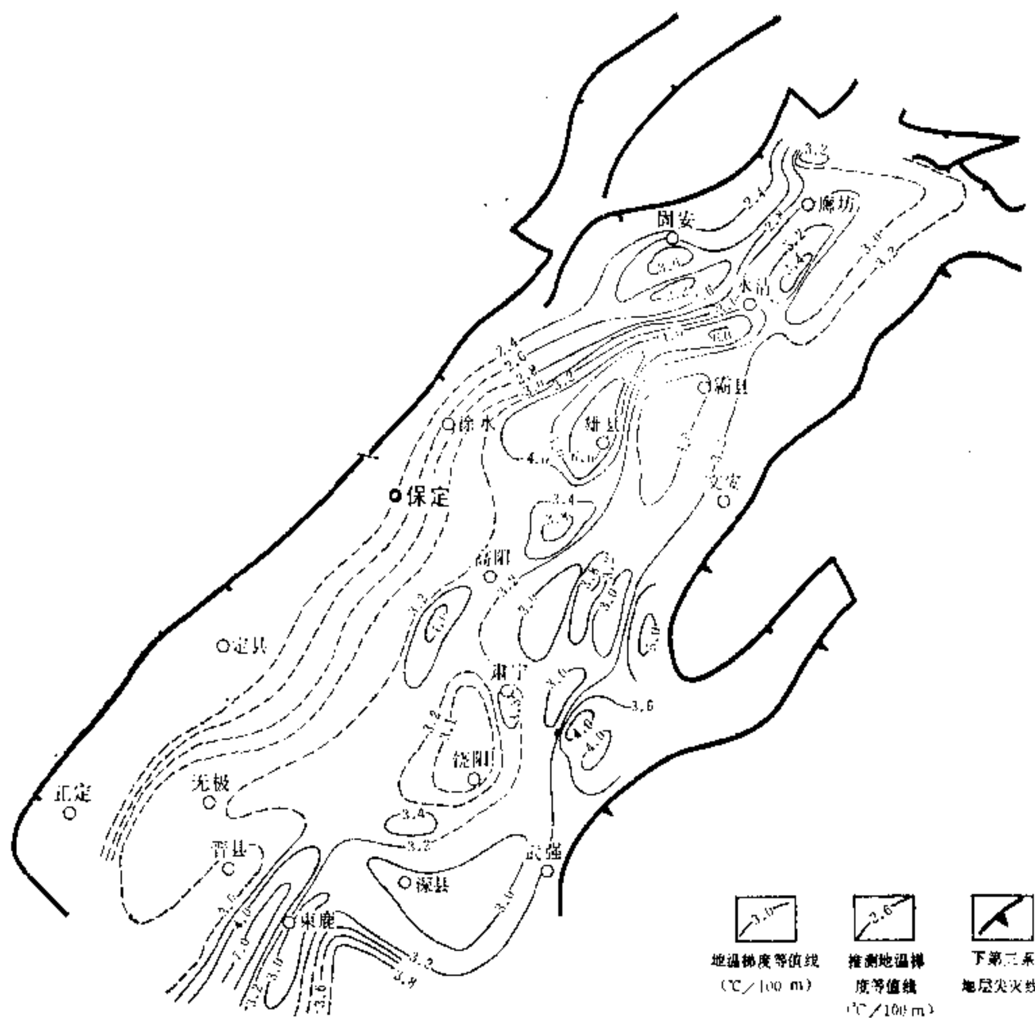


图 5-30 冀中地区地温梯度等值线图

低地温区——地温梯度<3℃/100米，位于西部山前冲积平原带上，如徐水、保定、石家庄凹陷及廊固凹陷西北部。

四个地温区呈带状相间排列，北东向展布。

（3）生油凹陷中平均地温梯度为3.13℃/100米。冀中坳陷地温梯度的变化范围是1～11℃/100米；总平均梯度为3.76℃/100米。如果将地温很高、缺失下第三系沉积的凸起除外，则下第三系平均地温梯度为3.56℃/100米。如果再将生油层一般不发育的潜山断裂带除外，则生油凹陷中的平均地温梯度只有3.13℃/100米。

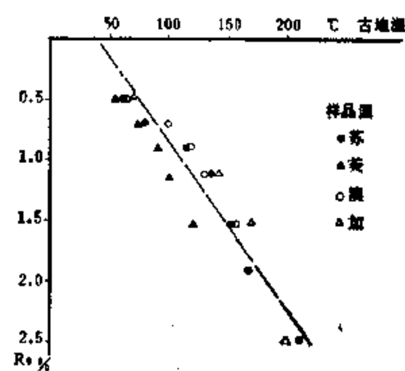


图 5-31A R。与古地温关系（据德迈逊资料编制）

3.继承性凹陷今地温大于古地温

冀中地区古地温的恢复，是采用G.J.德迈逊的镜质体反射率$R_{o\,max}$与古地温关系图（图5-31A）及B.S.科帕曲线（图5-31B）。其结果表明，古、今地温的差值在各地区不尽相同

(表5-29、30)。

如表5-29所示，饶阳凹陷各层段的古地温比今地温平均要低31～27℃。这表明，象饶阳

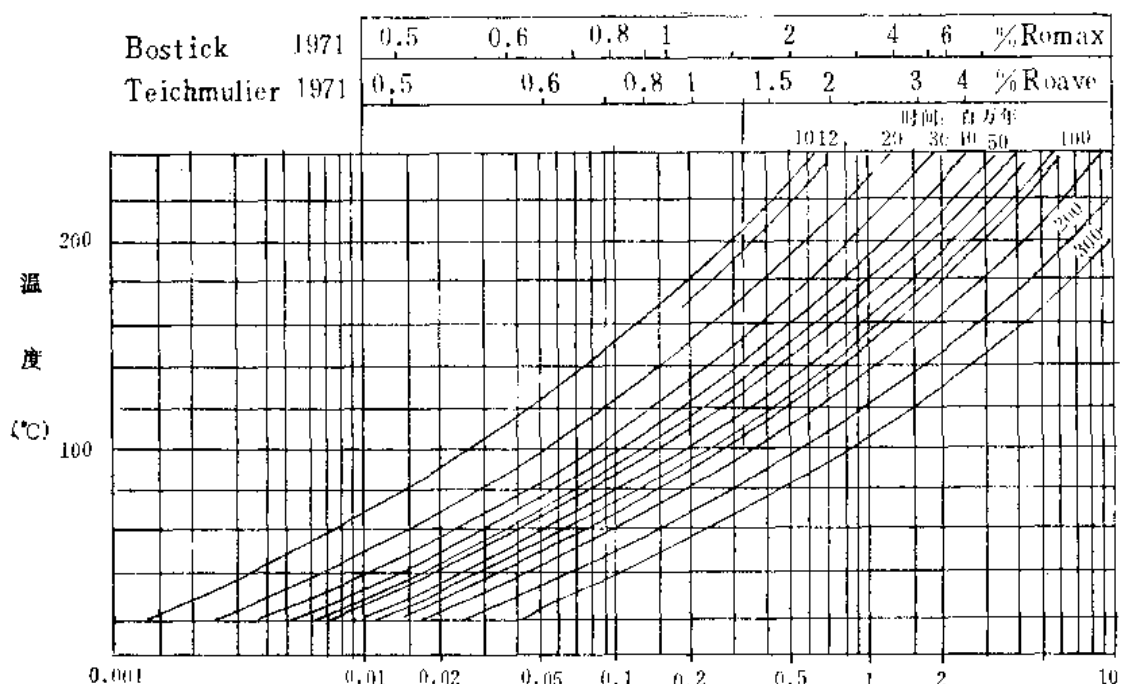


图 5-31B 恢复古地温的科帕曲线

表 5-29 饶阳凹陷实测今地温与古地温比较表

井号	井深 (m)	层位	实测R_o (%)	实测现今地温 (°C)	推算古地温(°C) G.J.德迈逊法 古地温	G.J.德迈逊法 今古地温差值	B.S.科帕曲线法 古地温	B.S.科帕曲线法 今古地温差值
任101	2949	Ed_3	0.48	103.7	75	−28.5	50	−53.7
宁 3	3200	Ed_3	0.51	112.9	77	−35.9	55	−57.9
宁 3	3445	Es_1	0.52	118.9	78	−40.9	58	−60.9
宁 3	3634	Es_1	0.58	125.3	82	−43.3	78	−47.3
宁 3	3770	Es_1	0.72	131.7	90	−41.7	108	−23.7
宁 3	3920	Es_1	0.80	134.9	98	−36.9	115	−19.9
宁 3	3968	Es_1	0.83	135.8	100	−35.8	118	−17.8
宁 3	4035	Es_2	0.88	136.7	103	−33.7	120	−16.7
宁 3	4150	Es_2	0.88	138.8	103	−35.8	120	−18.8
宁 3	4272	Es_3	0.89	142.5	104	−38.5	122	−20.5
宁 3	4348	Es_3	0.92	144.7	106	−38.7	125	−19.7
宁 3	4473	Es_3	0.93	148.5	107	−41.5	126	−22.5
宁 3	4596	Es_3	0.96	152	110	−42.0	128	−24.0
宁 3	4699	Es_3	1.05	155.3	115	−40.3	130	−25.3
宁 3	4828	Es_3	1.14	159.1	122	−31.7	132	−27.1
宁 3	4965	Es_4	1.16	163.3	124	−39.3	125	−38.3
宁 3	5045	Es_4	1.18	165.7	126	−39.7	128	−37.7
宁 3	5250	Ek	1.24	171.8	129	−42.8	132	−39.8
宁 3	5420	Ek	1.62	176.9	156	−20.9	145	−31.9

凹陷这样的继承性下沉生油凹陷，从古到今地温在不断升高，其中雁翎及河间潜山带则略有不同，其古地温比今地温高5～15℃，其原因是该地区经历过短暂 抬升，曾有一个降温过程。

表 5-30 冀中坳陷实测今地温与古地温比较表

凹陷	井号	井深 (m)	层位	实测R_o (%)	实测现今地温 (°C)	推算古地温 (°C) G.J.德迈逊法 古地温	今古地温差值	B.S.科帕曲线 古地温	今古地温差值
廊固	固 6	3300	Es_3	0.78	111.3	97	-14.3	114	+2.7
	京 3	4171	Es_4	0.82	122.0	100	-22.0	118	-4.0
霸县	霸63	3078	Es_4	0.64	86.0	86	0	80	-6.0
	霸13	1210	Es_4	0.28	58.0	60	+2.0	/	/
	岔 3	3945	Es_3	0.69	120.8	90	-30.8	102	-18.8
饶阳	任13	3445	Es_3	0.78	121.0	97	-27.0	114	-7.0
	宁 4	3415	Es_1	0.51	125.8	78	-47.8	48	-77.8
	宁 4	3799	Es_3	0.90	139.9	106	-33.9	115	-24.9
	雁17	3200	Ek	1.15	120.0	123	+3.0	125	+5.0
	高 3	2479	Es_1	0.52	110.0	78	-32.0	58	-53.0
	马19	1725	Es_1	0.61	70.0	84	+14.0	85	+15.0
	马11	1808	Es_1	0.55	92.0	80	-12.0	68	-24.0
深县—束鹿	泽40	3770	Es_3	0.52	129.0	75	-54.0	47	-82.0
	泽40	4160	Es_3	0.65	141.0	86	-55.0	82	-59.0
	泽39	3470	Es_3	0.76	103.0	95	-8.0	110	+7.0
晋县	赵 8	3200	Ek	0.61	110.0	84	-26.0	76	-34.0

霸县、深县、束鹿凹陷与饶阳凹陷相似，古地温低于现今地温。

廊固凹陷中的沉积盖层厚，泥岩连续厚度大，理应地温高，但因后期多次抬升剥蚀，热量散失，和来自其西部和北部大兴和宝坻凸起的地下水交替，古、今地温都低，而且近于相等（表5-30）。

晋县凹陷沙四段—孔店组膏盐层发育，热导率较高，地温相对 较 低（图5-30），这个凹陷后期抬升不强烈，古地温低于今地温，同样经历了升温过程。

由此看来，除断裂潜山带等抬升地区外，冀中各主要生油凹陷的今地温都高于或等于古地温，亦即现今地温就是其地质历史上经受过的最高温度。

而现今地温最高的饶阳凹陷（表5-31），对生油层的热演化极为有利。

综合上述，可得出如下结论：

（1）下第三系剖面上的主要生油层沙河街组地温梯度比其它组段高，有利于有机质的转化。

（2）在生油凹陷区地温梯度相对低，这一特点，在确定生油门限值时，是必须考虑的。

（3）各凹陷的现今地温大于或等于古地温，可以直接用现今地温确定成熟门限值。

二、饶阳凹陷生油层有机质的热演化

饶阳凹陷是冀中继承性凹陷的典型代表。下第三系各组段的埋藏史（图5-32）表明，它们的现今埋深就是历史上的最大埋深；有机质热演化史以沙三段（Ⅱ型母质）为例，可以划分为四个阶段（图5-33）。

表 5-31 饶阳、霸县、廊固凹陷埋深相近地层的今、古地温比较

凹陷	井号	层位	埋深 (m)	R_o (%)	实测现今地温 (°C)	推算古地温（德迈逊法）(°C)	推算古地温（科帕曲线）(°C)
饶阳	宁 3	Es_1	3920	0.80	134.9	98	115
霸县	岔 3	Es_3	3945	0.69	120.8	90	102
饶阳	宁 3	Es_3	4150	0.88	138.8	103	120
廊固	京 3	Es_4	4171	0.81	122.0	100	118

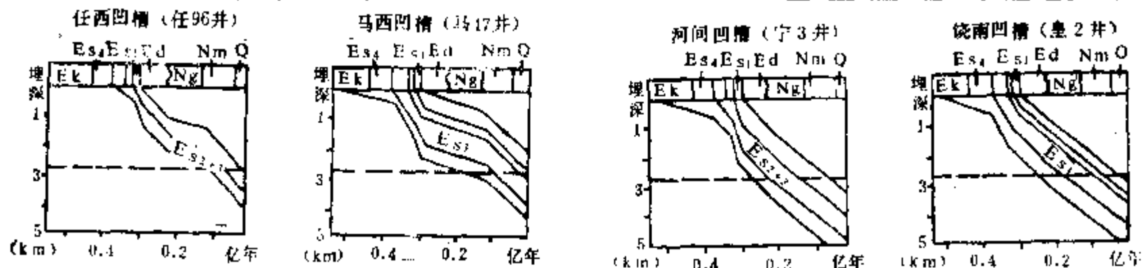


图 5-32 饶阳凹陷下第三系各组段地层的埋藏史曲线

1.未成熟阶段——埋深小于或等于2800米的门限深度,地温低于或等于101℃；

2.成熟阶段——埋深为2800～4000米（生油高峰上限），地温为101～138℃；

3.生油高峰阶段——埋深为4000～5300米（湿气带上限），地温为138～178℃；

4.湿气阶段——埋深大于5300米，地温高于178℃。

各个阶段各类指标的变化列于表5-32中。

有机质热演化过程有两个重要界限：

1.成熟门限　埋深2800米，温度101℃。主要指标的界限值是：烃/有机碳大于5%；藿烷$\frac{22S}{22R}C_{31}\geqslant1$；$R_o>0.5\%$；$T_m/T_s\leqslant2$；正烷烃OEP≤1.2；干酪根自由基浓度≥$1\times10^{19}$/克有机碳。

2.湿气带上限　埋深5300米，温度178℃。主要指标界限是：烃/有机碳<5%；H/C<0.7；$R_o>1.3\%$；自由基浓度大于5×10^{19}/克有机碳；正烷烃分布曲线同凝析油相似。

沙三段Ⅲ型母质生油岩的成熟门限深度为3100米，温度110℃（图5-33B）。

沙一下段的距今时间要比沙三段短500万年，成熟门限深度理应深些，但沙一段生油岩是一套由油页岩、泥质碳酸盐岩组成的特殊岩性，母质比沙三段好。它的成熟门限深度与沙三段相近，也是2800米，地温为101℃（图5-34)。母质质量好补偿了受热时间的不足。

总之，饶阳凹陷沙三段生油岩层，在大部分地区已埋到2800米的成熟门限以下，并且在凹陷中部经历了生油高峰阶段，演化比较完全，是凹陷中的主力生油岩层；沙一段只在部分地区进入成熟带，生油潜量虽大，但尚未转化充分，属成熟度中等的生油层；沙四段—孔店组成熟度虽高，但生油层分布范围局限，属次要高成熟生油层。

三、廊固凹陷生油层有机质的热演化

1.生油层的埋藏史及最大埋深的恢复

沙三末期，廊固凹陷主体抬升、经受不同程度的剥蚀。因此，需分区进行沙三段生油

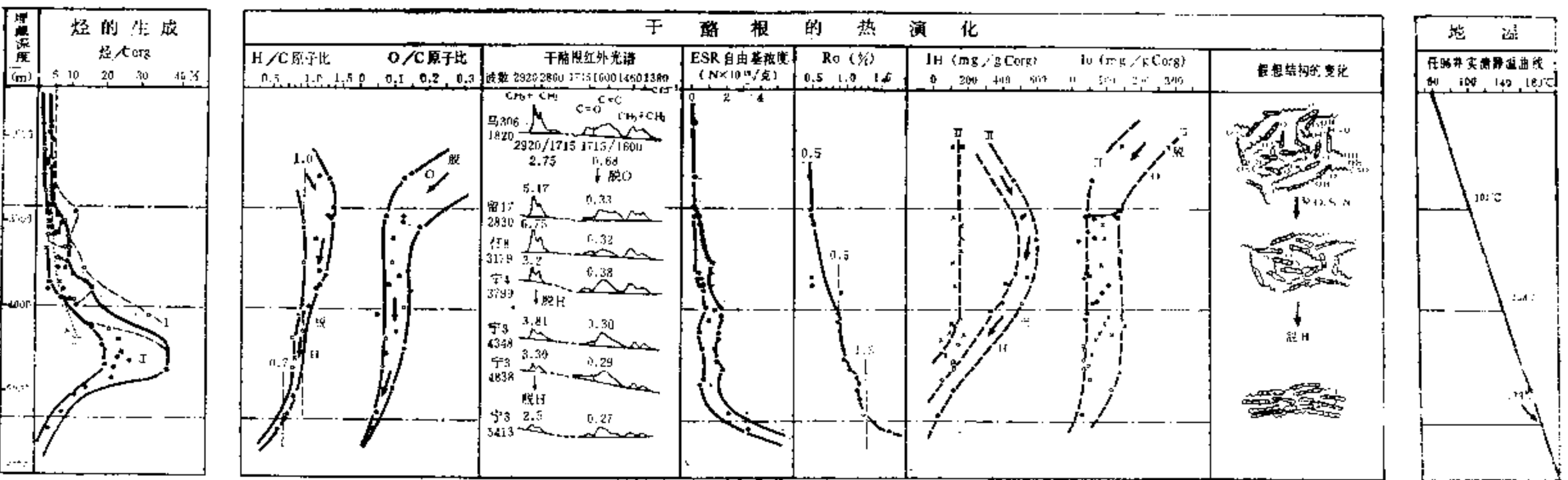


图 5-33A 饶阳凹陷沙三段生油岩干酪根的热演化

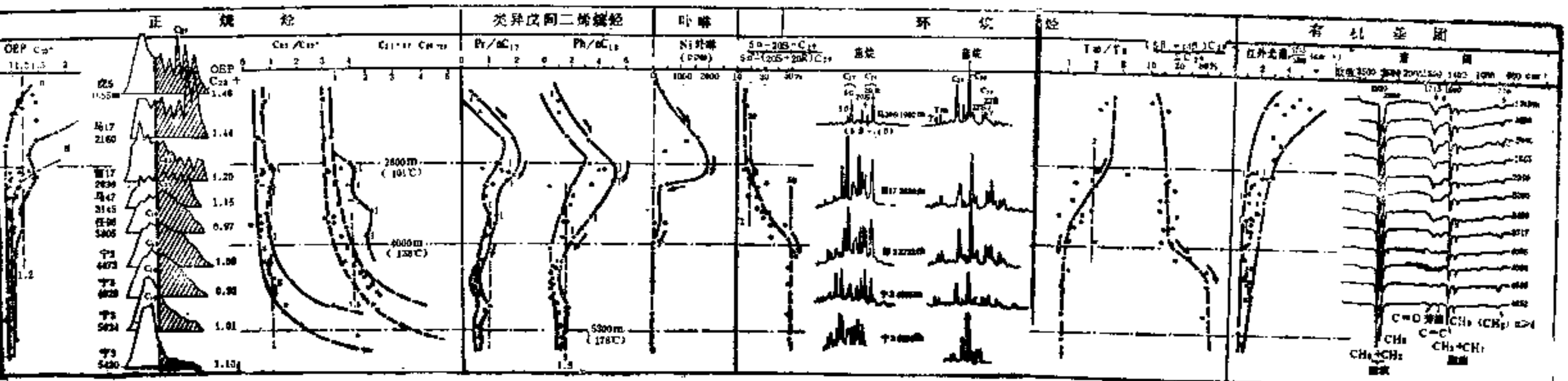


图 5-33B 饶阳凹陷沙三段生油岩可溶有机质的热演化

表 5-32　饶阳凹陷下第三系沙河街组沙三段混合型生油岩的热演化阶段

热演化阶段	最大埋深 (m)	地温 (°C)	烃的生成：烃/C_{org} (%)	干酪根的热演化：H/C 原子比	干酪根的热演化：热解 I_H(mg/g)	干酪根的热演化：热解 I_O(mg/g)①	干酪根的热演化：红外 2920/1600(cm^{-1})	干酪根的热演化：红外 1715/1600(cm^{-1})	干酪根的热演化：R_o (%)	干酪根的热演化：自由基浓度 $N\times10^{19}$/gc
未成熟	<2800	<101	<5	1.2→1.4	400—500→	300→100	1.87→	0.68→	<0.5	<1
成熟	2800～4000	101～138	5～20	1.4→1.0	600→400	150→100	2.16→1.22	0.38—0.32	0.5～0.9	1～3
生油高峰	4000～5300	138～178	20→38→5	1.0→0.7	400→50	150→50	1.44→0.96→	0.30—0.29	0.9～1.3	3～5
湿气	>5300	>178	<5	<0.7	<50	<50	0.68	0.27	>1.3	>5

热演化阶段	峰形	正烷烃：主峰碳数	正烷烃：OEP	正烷烃：C_{21}^-/C_{22}^+	正烷烃：$\frac{C_{21}+C_{22}}{C_{28}+C_{29}}$	类异戊间二烯烷烃：Pr/nC_{17}	类异戊间二烯烷烃：Ph/nC_{18}	镍卟啉：沥青"A"(ppm)	甾烷：$\frac{5\alpha-20S-C_{29}}{5\alpha(20S+20R)-C_{29}}$(%)	甾烷：$\frac{22S}{22R}C_{31}$	萜烷：$\frac{T_m}{T_s}$	萜烷：$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$(%)	沥青"A"红外 $\frac{1715}{1600}$(cm^{-1})
未成熟	双峰	C_{27}、C_{19}	>1.2	0.5—1.0	0.5—1.0	0.5→2	1→5	300→1848	<20	<1	>2	<25	6→2
成熟	微弱双峰	C_{23}、C_{19}	≤1.2	0.5—1.0	0.5—1.5	2→1	5→1.5	1848→450	20→50	1～1.5	2—1	25—35	3—1
生油高峰	单峰	C_{19}	≤1	1.0→3.5	1.5→4	<1	<1.5	0	50±	1.5±	1±	35→60	2—1
湿气	单峰	C_{19}或C_{18}	≤1	>3.5	>4	<1	<1.5	0	50±	1.5±	≤1	>60	2～1

①主要是Ⅲ型母质生油岩的数据。

图 5-34 饶阳凹陷Es_1段生油岩有机质的热演化

层的古埋深恢复。其计算公式是：

古埋深 = 现今埋深 - 上第三系和第四系沉积的总厚度 + 下第三系被剥蚀厚度

分五个区恢复，其结果见表5-33。

在恢复古埋深的基础上，再造了各沉积区的埋藏史（图5-35）。后期抬升凹陷的生油

表 5-33 廊固凹陷各沉积区古埋深恢复数据表

沉积区	廊坊	固安	柳泉-旧州及安29井一带	牛北斜坡	凤河营
古、今埋深差值(m)	0	500	≈0	520	1200

层，其抬升期就是降温期。目前生油层所处的深度和温度，往往小于地史上的最大埋深和经受过的最高温度。因此，在研究生油层热演化时，所有样品的深度都需按表5-33的数据进行校正。

2.沙三下段（湖花介层）生油层有机质的热演化

廊固凹陷沙三段厚度大，岩性、岩相变化也大，为避免在分析中由于母质和相的不同所造成的复杂性，特选择沙三下段中沉积稳定、岩性均一的湖花介层，进行这一层段的有

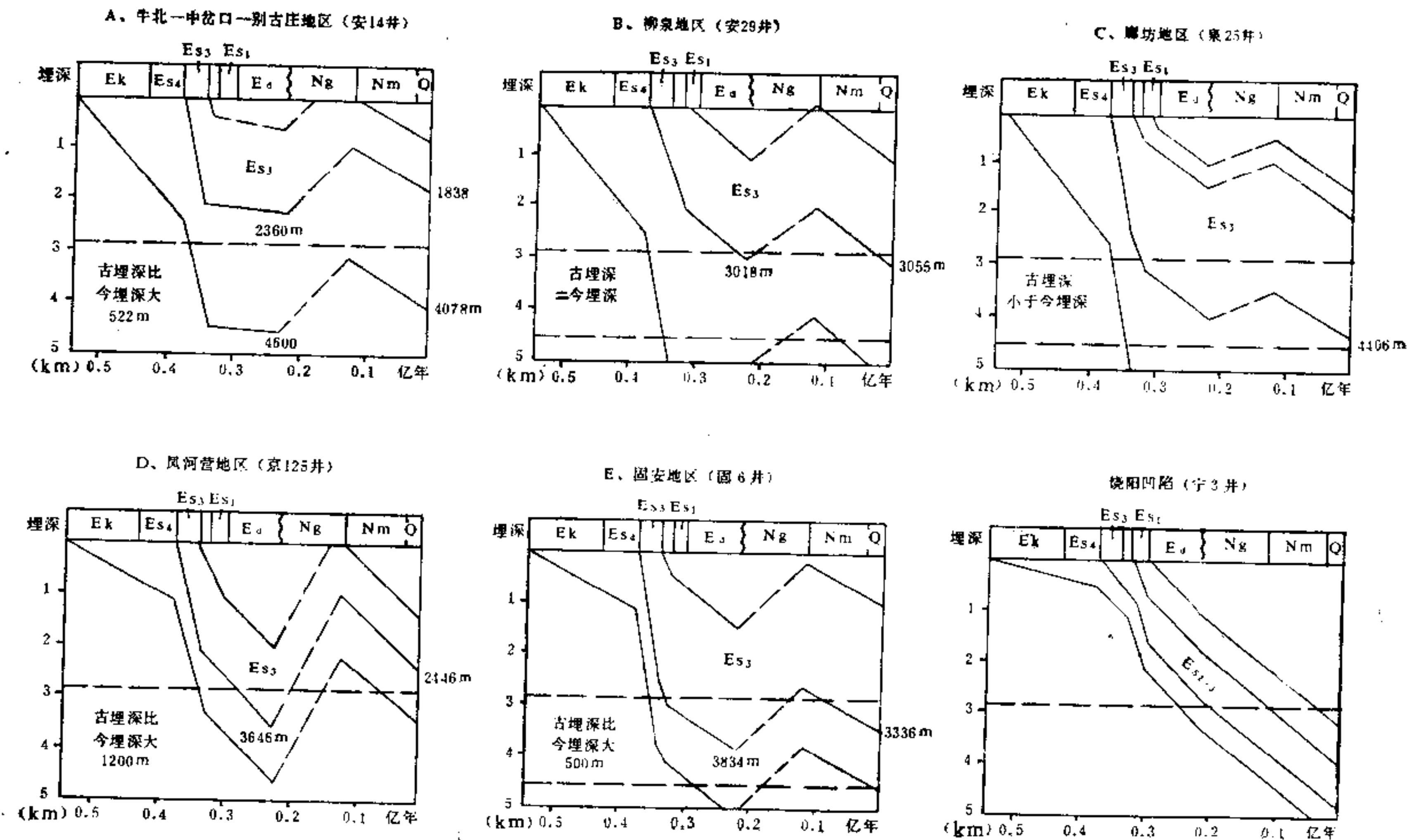
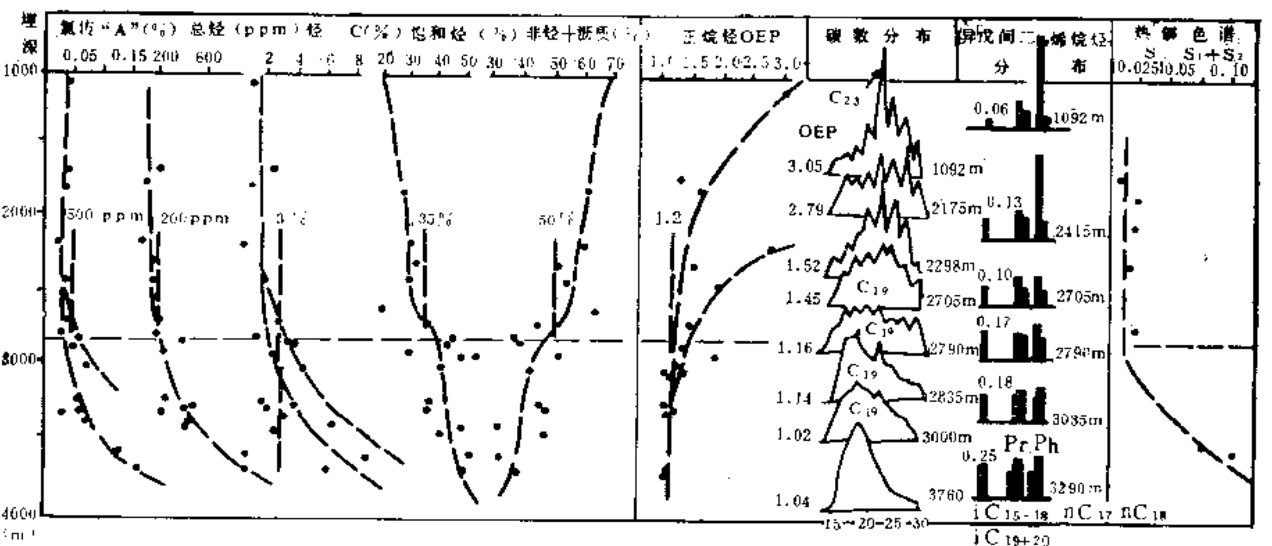


图 5-35 廊固凹陷各区下第三系各组段的埋藏史曲线



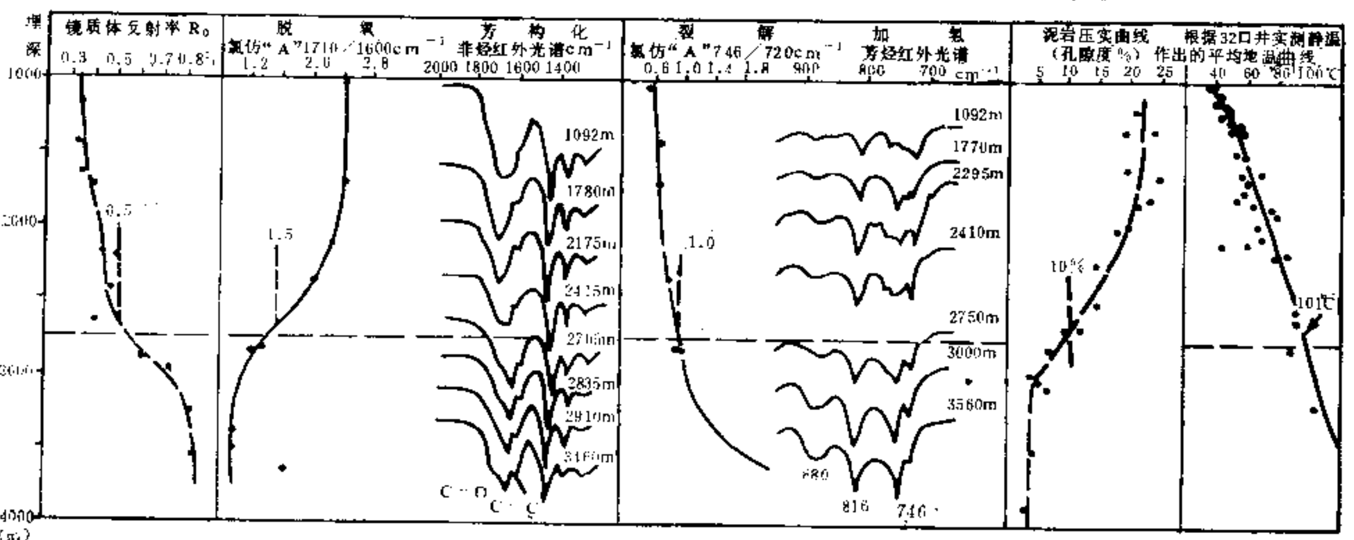


图 5-36 廊固凹陷沙三下段（湖化介层）有机质的热演化

机质热演化研究。

从图5-36中可以看出，沙三下段（Ⅱ型母质）生油岩的各项地球化学指标，随着埋深增大，出现了如同饶阳凹陷一样的变化。不同的是：

（1）产烃量低。因沙三段沉积以后经过抬升剥蚀，使原来埋深2800米以下的生油岩，在漫长的抬升时期（沙二—明化镇早期）经历了一个降温过程，生油作用或者减缓、或者中断，尽管后来又重新埋到成熟门限深度以下，但受热时间较短，生油岩的烃转化率不高，烃/有机碳只有3%左右；而在继承性的饶阳凹陷，沙三段Ⅱ型生油岩进入门限时，烃/有机碳已经大于5%。可见后期抬升使生油岩产烃量变低。

（2）热演化不完全。因沙三下段底界埋深，最大不超过3500米（预计在凹陷中部也不会超过4500米）。所以图5-36中的热演化曲线很不完整，缺失生油高峰阶段，更没达到湿气阶段；至于沙三中、上段，成熟度当然就更低了。

3.沙四段—孔店组生油层的热演化

从图5-37中可以看出，沙四段—孔店组Ⅲ型及（Ⅱ-Ⅲ型）母质生油岩的热演化特点有：

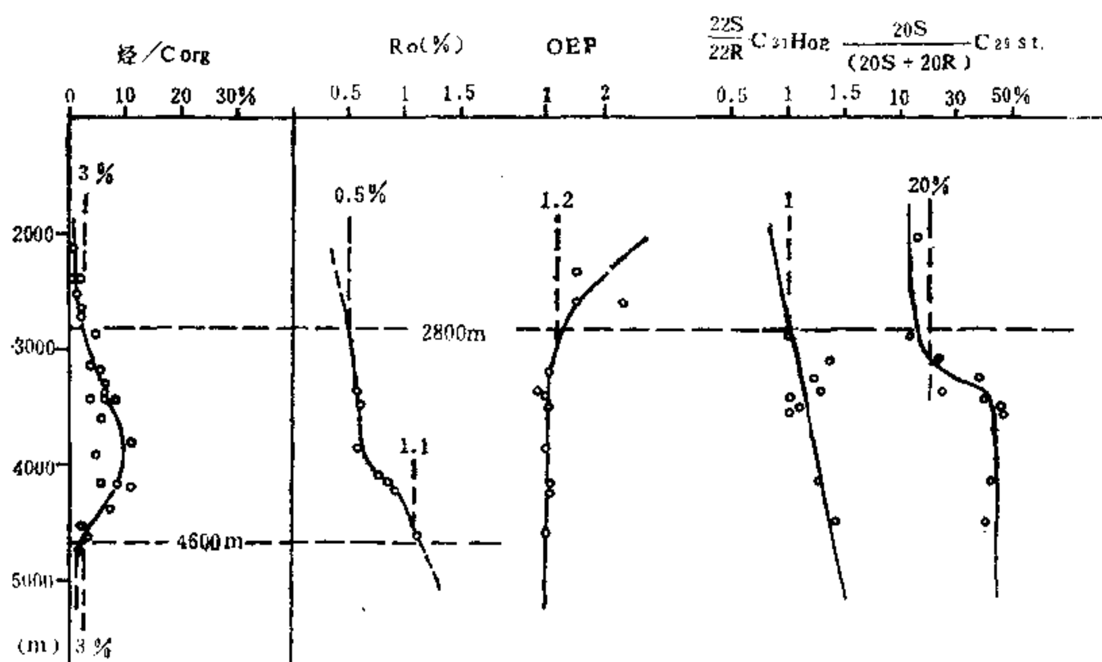


图 5-37 廊固凹陷Es₄—Ek（Ⅲ型母质为主）生油层的热演化

（1）成油门限深度同沙三段相近（表5-24、图5-36），都在2800米，温度101°C左右。本来，沙四段—孔店组生油岩母质差，成熟门限理应更深；但沙四段和孔店组的年代比沙三段早了550～1650万年，受热时间长，补偿了母质差的影响。

（2）湿气带上限埋深为4600米，地温152°C。如前所述，表5-24中沙四段—孔店组最深的一个样品，经恢复后埋深为4615米，其R_o>1.1%，已进入湿气带。这样廊固凹陷沙四段—孔店组Ⅲ型生油岩的"液态石油窗"厚度仅为1800米，与饶阳凹陷Ⅱ型生油岩相比（湿气带上限为5300米）薄了700米，更早进入成气带。可见，Ⅲ型生油岩热演化的重要特点是：生油期短，生油带薄，生气带浅，生成了较多的凝析油和天然气。

（3）产烃率低。在进入生油门限深度时，烃/有机碳大于或等于3%，埋深在4000米左右的生油高峰阶段，最大也仅10%左右，烃的绝对量不超过788ppm；而饶阳凹陷Ⅱ型生油

岩的最大产烃率高达38％，烃的绝对量可达4293ppm。

总而言之，后期抬升型的廊固凹陷，两套生油层的热演化主要特点是："好的（沙三段）没有熟透，熟透的（沙四段—孔店组）不好"。所以，它的石油资源不如继承性的饶阳凹陷那样丰富，但却生成了一定量的天然气和凝析油。

四、其它凹陷的生油门限值

1. 霸县、深县和束鹿凹陷

这三个凹陷都是继承性凹陷，实际上是饶阳凹陷向南北两端的延伸，不同的是生油层的母质类型和有机相比饶阳凹陷差，以$Ⅱ_2$型的含藻类草本相为主，从图5-38、图5-39及表5-34中可以看出，三个凹陷的成熟门限深度分别是：

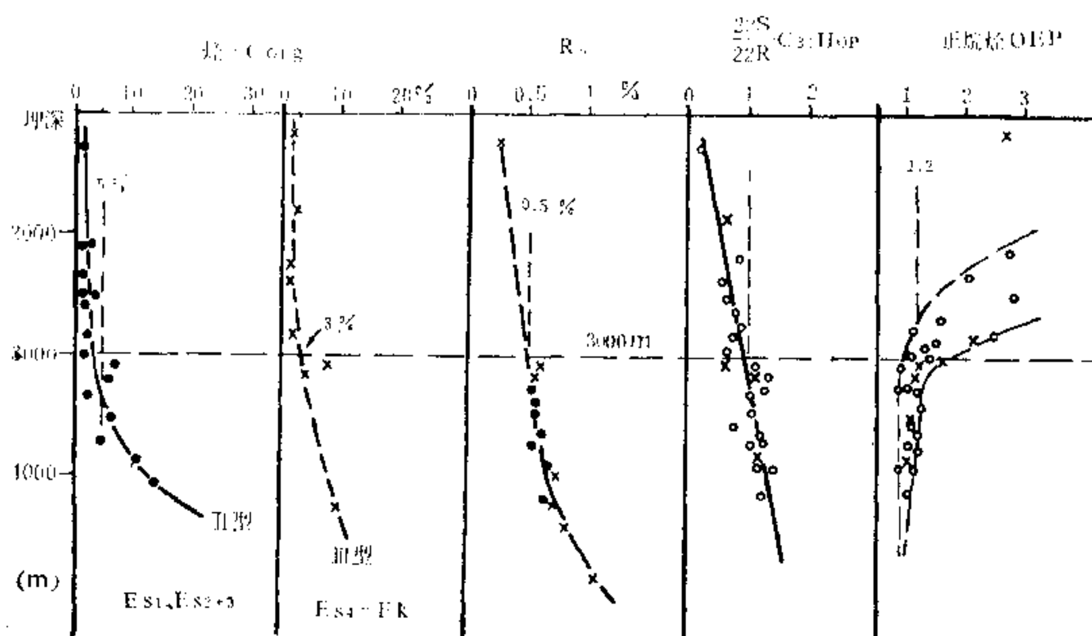


图 5-38　霸县凹陷下第三系生油岩的热演化

霸县凹陷：3000米，温度104°C。成熟层位：沙一段，沙二、三段，沙四段—孔店组。

深县凹陷：2800米，温度101°C。成熟层位：沙一段，沙二、三段，沙四段—孔店组。

束鹿凹陷：2800米，温度101°C。成熟层位：沙二、三段及沙四段—孔店组。

这三个凹陷的成熟门限值与成熟层位同饶阳凹陷基本一致，除束鹿凹陷沙一段埋藏浅，尚未成熟外，沙河街组及孔店组生油层都已成熟。只是由于凹陷深部缺乏钻井资料，目前取样深度不够，所以演化曲线不完全，刚刚跨入生油高峰阶段的上界，烃/有机碳最大不超过14％。

关于霸县凹陷生油层的热演化，还有几点需要说明：（1）门限深度在3000米，略大于深县和束鹿凹陷，这主要是霸县凹陷取样井的地温梯度低所造成的。（2）凹陷深部的新家4井孔店组泥岩在4872米处，R_o为1.07％，尚未进入湿气阶段。预计生气带上限在5000米以下。（3）霸县凹陷北缘的霸县断阶带上，因为后期抬升，孔店组底面被抬到1600～2500米的浅处，使下第三系所有生油岩均未成熟。

2. 保定凹陷

如本章第三节所述，保定凹陷沙河街—孔店组生油层母质属腐植型（Ⅲ型）。成熟门

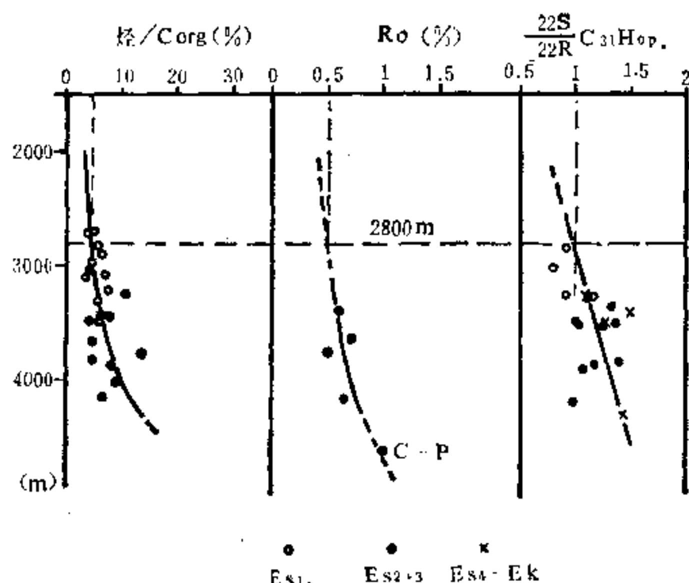


图 5-39 深县凹陷下第三系生油岩的热演化

表 5-34 束鹿凹陷下第三系生油岩成熟门限及层位的划分

井 号	层 位	样品底深 (m)	干酪根 R_o(%)	正烷烃 OEP	萜烷 $\frac{22S}{22R}C_{31}$	甾烷 $\frac{20S}{(20S+20R)}C_{29}\%$	$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$(%)	热解 T_{max} (°C)
晋28	Es_1	2251	/	/	/	/	/	420
晋28	Es_1	2358	/	/	/	/	/	426
晋28	Es_1	2415	/	/	/	/	/	426
晋28	Es_1	2500	/	1.38	0.60	20.3	26.9	426
晋28	Es_2	2750	/	1.10	0.90	14.2	32.0	430
成熟门限								
晋29	Es_2	2800	0.67	0.86	/	/	/	435
晋45	Es_2	3093	0.65	1.02	1.26	32.3	27.0	/
晋28	Es_3	3400	0.74	1.11	1.36	33.3	33.8	433
晋28	Es_3	3576	/	1.01	1.40	32.1	16.1	433
晋29	Es_3	3715	0.63	1.20	/	/	/	440
晋29	Es_3	3850	/	1.04	1.33	36.9	46.5	438
晋29	Es_3	4001	1.17	0.97	/	/	/	440

限深度为3100米，温度在110°C。湿气带上界为4600米，温度在152°C，与廊固凹陷沙四段—孔店组Ⅲ型母质生油岩相似。

3．晋县凹陷

如第三节所述，晋县凹陷的生油层是沙四段—孔店组盐湖相泥岩，其成熟门限深度为2800米。生油层层位虽老，但母质较差，相互补偿使成熟门限深度，同冀中沙三段Ⅱ型母质生油岩相近。

五、成熟生油层的分布

1．成熟面

上面确定的某一生油层的成熟门限深度，是从各凹陷中概括出来的一个一般深度。实际

上，生油层的成熟界面在区域上并非是一个平面，而是一个高低起伏很大的弯曲面。这是因为：

（1）地温梯度的差异引起了成熟面的弯曲

从图5-30中可以看出：冀中地区地温梯度的平面变化较大，各处生油层要达到成熟温度，所需的埋藏深度就有大有小。如在廊固凸陷 部，地温梯度只有2.6℃/100米，要达到101℃的成熟温度，埋藏深度就要到3300米 而在河西务构造带南段，地温梯度为3.4℃/100米，成熟深度就只需2250米（图5 40）。



图5-40 冀中坳陷下第三系沙河街组成熟面等埋深图

（2）后期块断运动使统一的古成熟面解体（图5-41A，B）

断块的差异活动，使统一连续的古成熟面断成了几个高低不同的斜面。高断块上成熟面埋深小，低断块如凹陷中部成熟面埋深大 如凤河营潜山带，成熟面深度只有1500米，而在凹陷中心成熟面深达3400米。

2. 成熟生油层的分布

（1）各凹陷成熟生油层的分布

前面已经一再指出：继承性凹陷生油层的热历史，就是一个逐步升温的历史。这类凹陷的成熟生油层层位多，时代全。从图5-42中可以看出，饶阳、霸县、深县等凹陷的中部，成熟层位包括沙四段—孔店组、沙三段和沙一段，局部地区还包括东营组底部。后期抬升型凹陷则不同，生油层的热历史是一部先升温、后降温、再升温的曲折史。生油过程

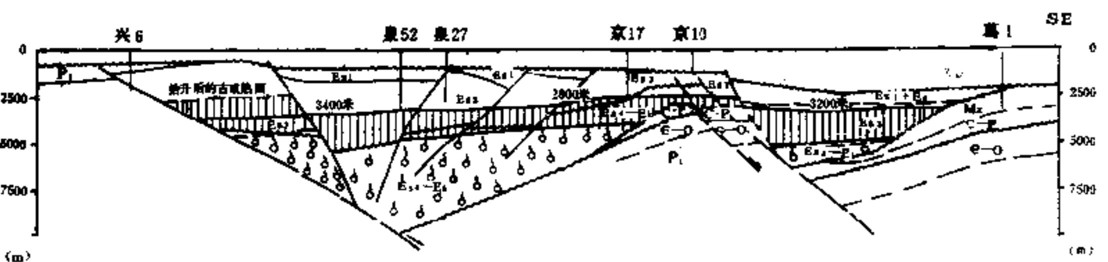


图 5-41A 廊固凹陷生油层成熟面起伏剖面图

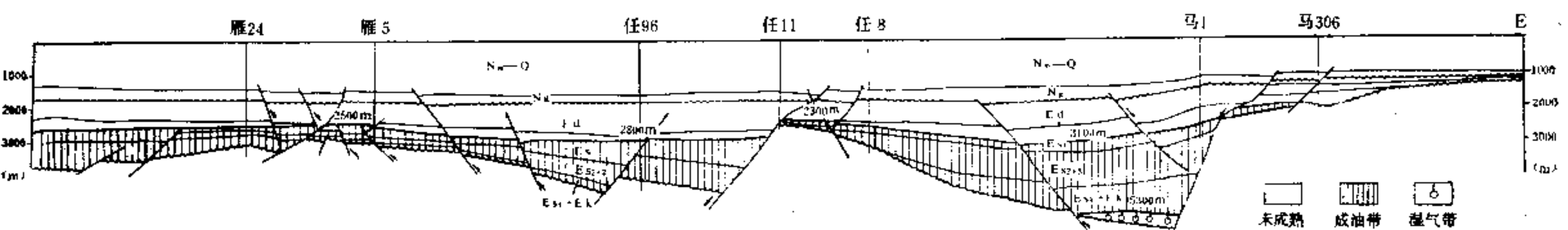


图 5-41B 饶阳凹陷生油层成熟面起伏剖面图

时有中断或减缓。因此使这类凹陷的成熟生油层位少，时代老，如廊固凹陷，成熟生油层位只有沙四段—孔店组及沙三段下部。在凹陷中心，最多也只包括沙三段中部。晋县凹陷从沙三段开始古盐湖已经消亡，抬升更早，它的成熟生油层位就只有沙四段—孔店组。

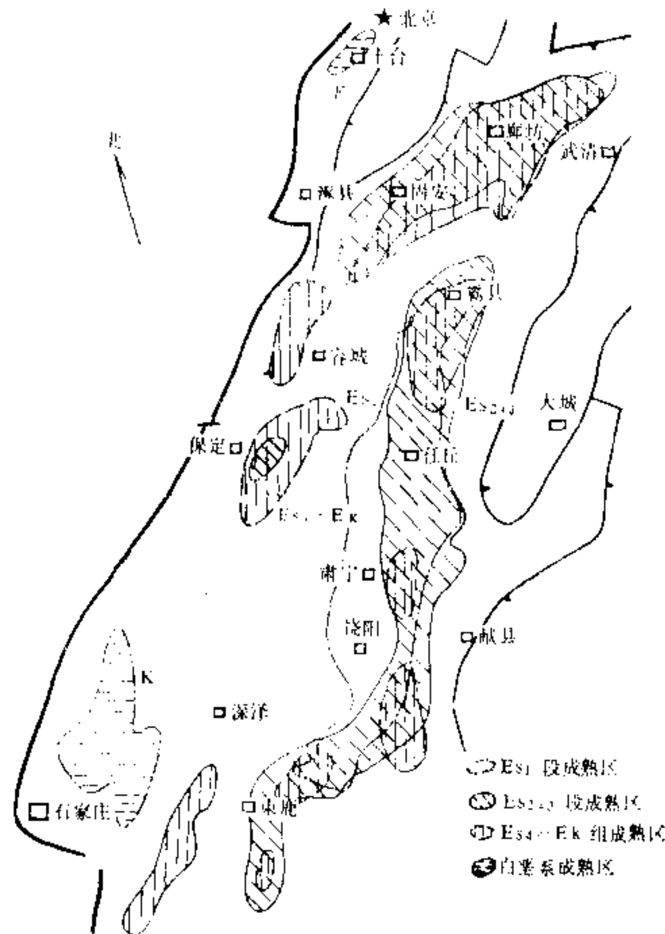


图 5-42　冀中坳陷下第三系成熟生油层分布图

(2)各组段成熟生油层的分布

冀中坳陷沙一段、沙二、三段、沙四段—孔店组成熟生油层的分布见图5-43A、B、C。

这三张图的编制中，在计算成熟生油岩厚度时，已扣除了门限深度以上的未成熟生油岩及门限深度以下不够标准的非生油岩；在凹陷中心缺少钻井的地区，是根据地震资料，参照邻近地区成熟深度及暗色泥岩百分比推算的；对于后期抬升地区，是在先恢复古埋深的基础上作了取舍的。

下第三系各层段成熟生油层的厚度、面积和体积详列于表5-35。从中可看出：

1)整个坳陷下第三系三个层段成熟生油层的叠合面积为8700平方公里，占凹陷总面积的50%。其中东部凹陷带为7158平方公里，占总成熟生油岩面积的82.3%，成熟生油岩体积为3915立方公里。

2)在层位上，作为主力生油层的沙三段成熟面积最大，为5474平方公里，占整个坳陷成熟生油岩面积的63%。成熟生油岩体积为2143立方公里，占成熟生油岩总体积的55%；沙一段成熟生油层只分布在饶阳、霸县和深县三个继承性凹陷中心，厚度小于500米，

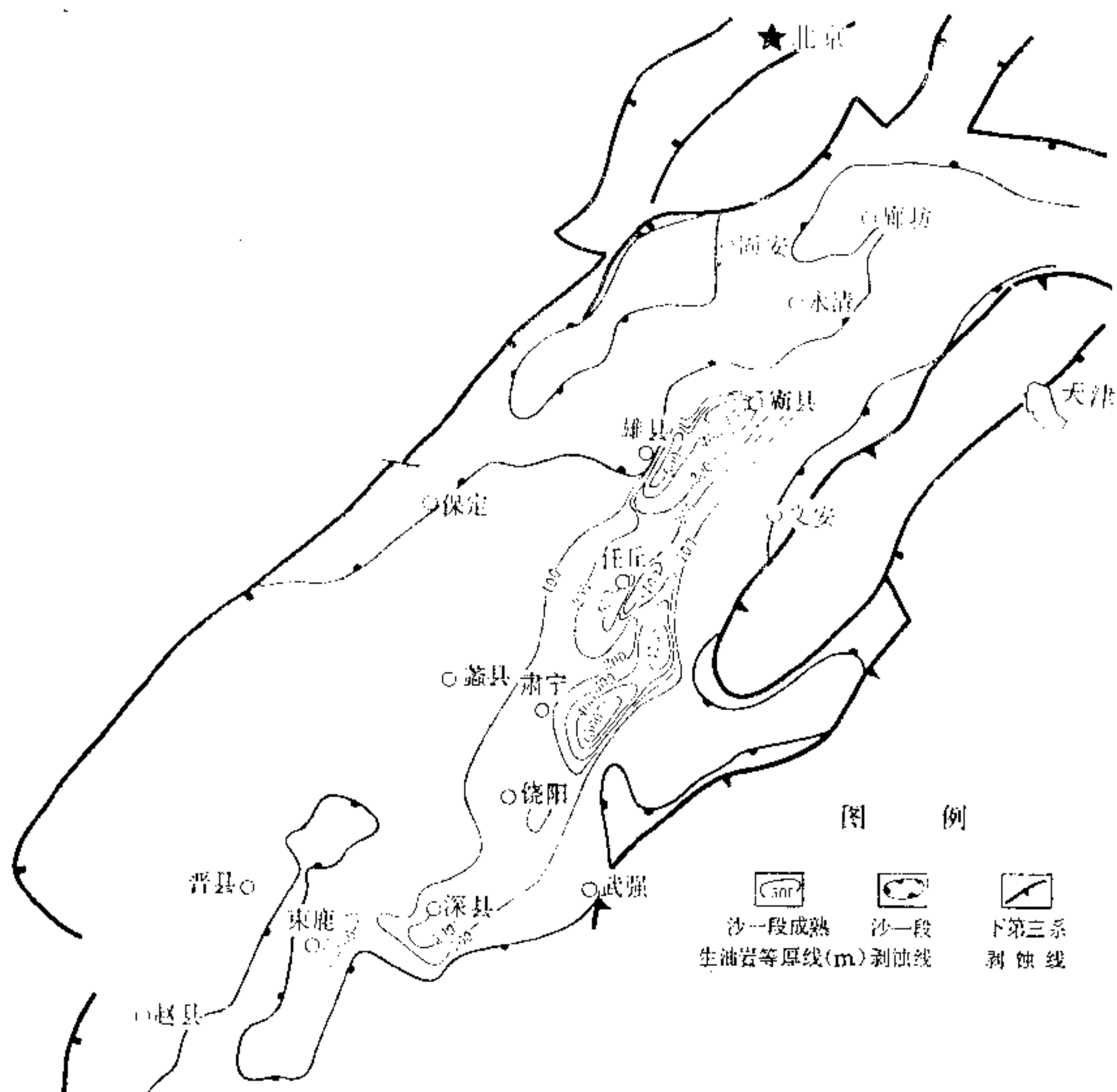


图 5-43A 冀中坳陷沙一段成熟生油层等厚图

成熟生油岩体积为805立方公里；沙四段—孔店组成熟生油层体积为967立方公里。

3)各凹陷比较，饶阳、霸县和廊固三个凹陷各组段成熟生油层的累加最大厚度都大于1000米。这三个凹陷，乃成为冀中坳陷的主要生油凹陷。

3.高成熟区——成气区的分布

前已述及，区内不同时代、不同母质类型的生油层，进入高成熟湿气带的深度和温度是不同的。根据各组段生油层进入湿气带的深度并结合地震资料，编出了冀中坳陷湿气带分布图（图5-44）。

从图上可以看出：尽管能够进入R_o>1.3%的高成熟区的凹陷数量及其面积不算很小，但其层位主要属沙四段—孔店组及白垩系，而且有的凹陷如保定及饶阳中部，孔店组下部能达到生油岩标准的暗色泥岩并不发育。因此，湿气带的分布区有实际意义的只有廊固、霸县、饶南、深县及束鹿凹陷中心部位。

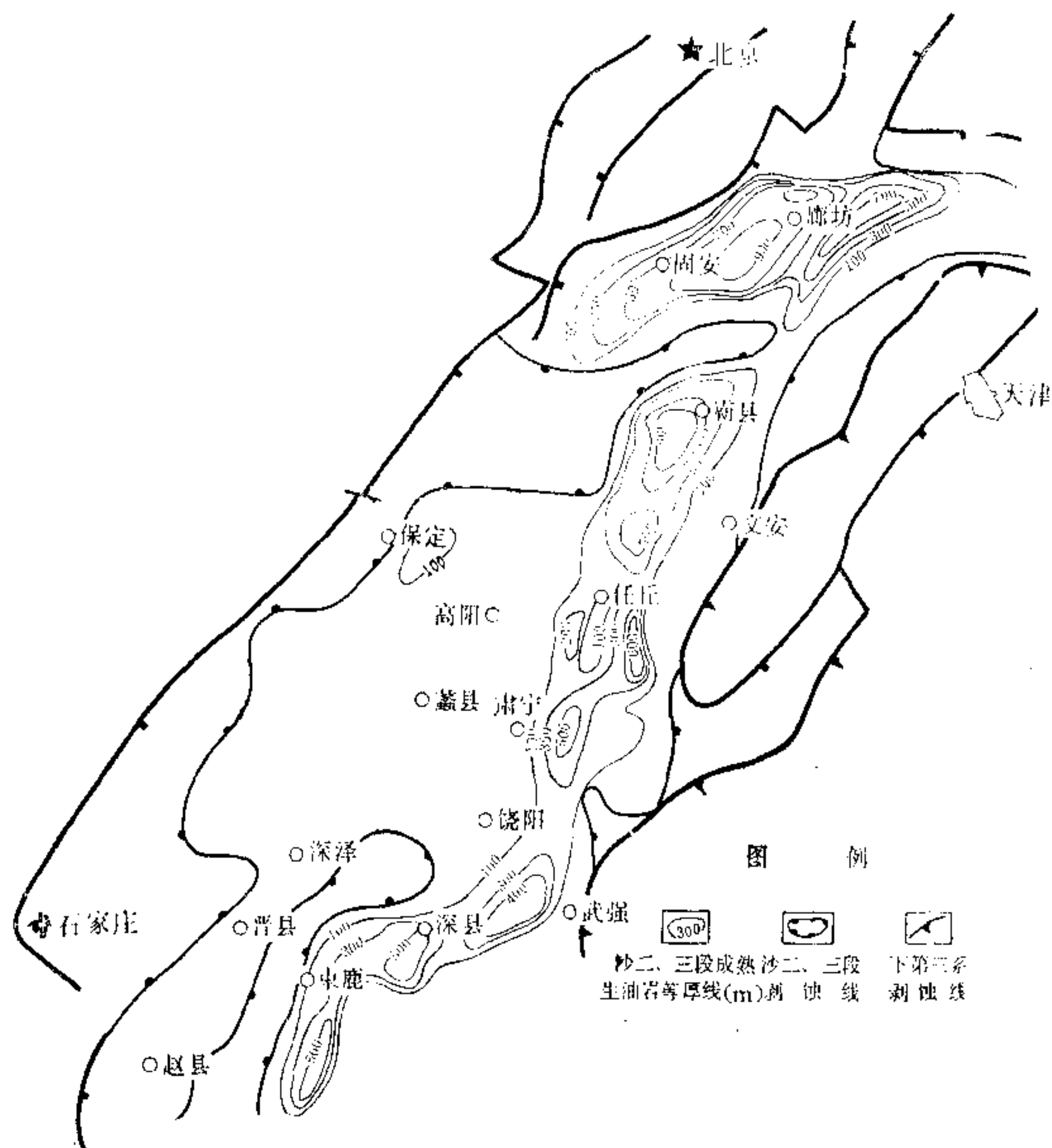


图 5-43B 冀中坳陷沙二、三段成熟生油层等厚图

六、主要生油层的生油期与排烃期

1.不同生油层的生油期

生油层的生油期就是它的埋藏深度达到门限深度的地质时间。区内各凹陷中不同层位生油层的埋藏史不同，达到门限深度的时间有先有后，生油期也就有早有晚（表5-36及图5-45）。

从图5-45及表5-36中可以看出：

（1）主要生油层的生油期晚于构造形成期

各组段生油层，除廊固及霸县凹陷孔店组外，其它组段最早于东营期，多数在馆陶期

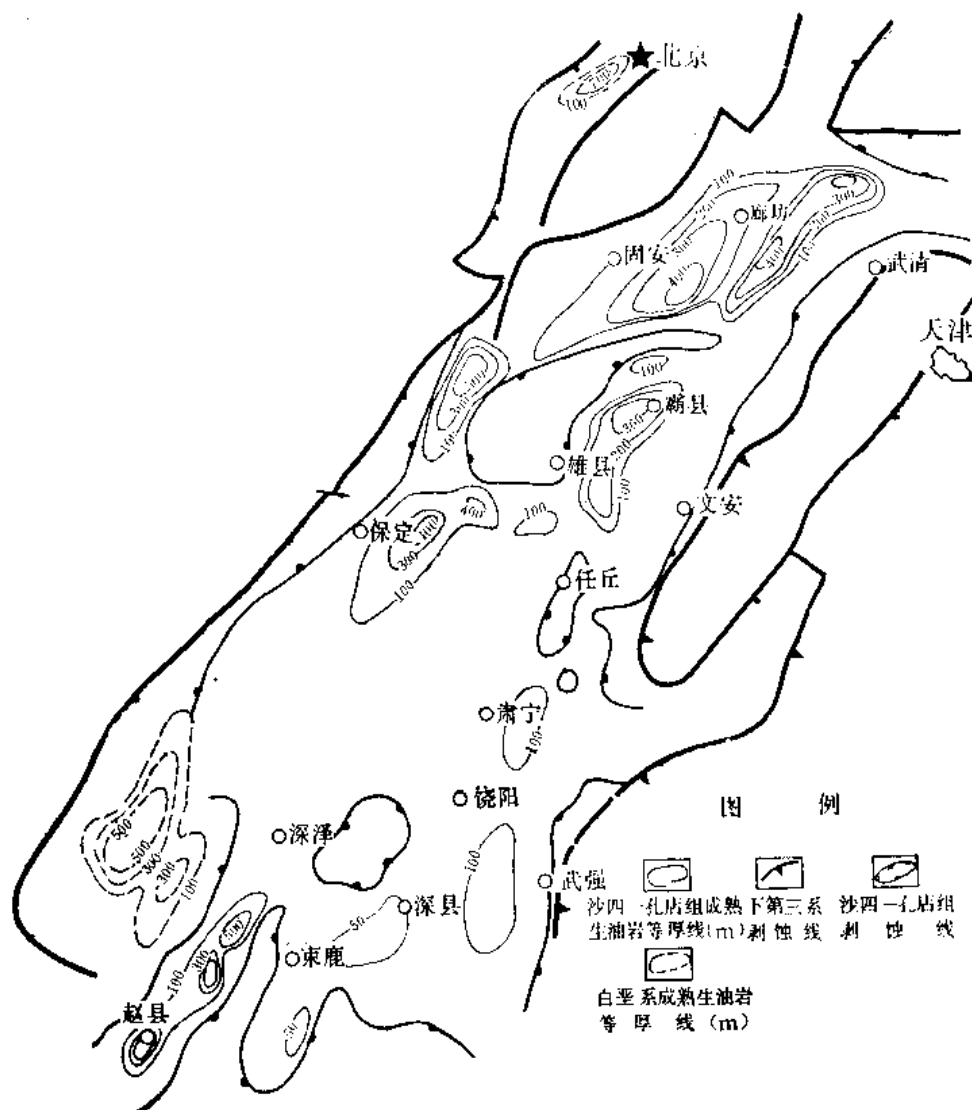


图 5-43C 冀中坳陷沙四段—孔店组及中生界白垩系成熟生油层等厚图

和明化镇期才开始进入生油期；有些层位，特别是沙一段，一直延续到第四纪，生油过程尚未结束。本区潜山及第三系构造在东营末期形成时，大部分地区主力生油层沙三段尚未成熟或未全部成熟，而馆陶、明化镇期生油层大量成熟时，却又没有明显的构造运动。可见，构造形成在先，沙三、沙一段生油层成熟在后，这种配置关系对油藏的形成是有利的。

（2）各组段生油层的生油期，从南往北变早。同一生油层开始进入生油期的时间，可以相差0.20～0.25亿年。这是由于下第三系沉积速度由南向北增大的反映。

（3）后期抬升凹陷，即使生油期开始较早，但由于后期抬升往往造成生油过程的中断和油气的部分散失。如廊固凹陷南部安29井区，沙三下段在东营末期刚刚进入生油期（图5-45）。但紧接着就被抬升到门限深度以上，致使在馆陶至明化镇期长达0.16亿年的时期中，生油过程中断，直到明化镇期末才再次进入生油期。在抬升期间，由于沙三段、沙四段遭受剥蚀和受断裂活动影响，已经生成的油气也大多散失。

表 5-35 冀中各凹陷四个层段成熟生油层数据表

凹陷		Es₁段 最大厚度 (m)	Es₁段 面积 (km²)	Es₁段 体积 (km³)	Es₃段 最大厚度 (m)	Es₃段 面积 (km²)	Es₃段 体积 (km³)	Es₄—Ek组 最大厚度 (m)	Es₄—Ek组 面积 (km²)	Es₄—Ek组 体积 (km³)	K(白垩系)[4] 最大厚度 (m)	K(白垩系)[4] 面积 (km²)	K(白垩系)[4] 体积 (km³)
东部凹陷带[1]	武清	/	/	/	700	506.0	223.5	400	525.6	162.4	/	/	/
	廊固	/	/	/	900	1285	761.7	400	1541	301.5	/	/	/
	霸县	500	944.6	275.4	600	1046	413.3	300	765.3	132.8	/	/	/
	饶阳	400	2452.5	491.2	500	1742.3	454.6	200	480.1	63.3	/	/	/
	深县	200	226.4	38.8	400	377.1	146.1	/	/	/	/	/	/
	束鹿	/	/	/	500	418.6	133.7	/	/	/	/	/	/
东部凹陷带总计		500	3623.5	805.4	900	5375	2132.9	400	3312	660	/	/	/
西部凹陷带[2]	保定	/	/	/	100	98.7	9.87	400	451.2	112.8	/	/	/
	徐水	/	/	/	/	/	/	500	305.6	91.7	/	/	/
	晋县	/	/	/	/	/	/	600	407.6	102.0	/	/	/
	北京	/	/	/	/	/	/	/	/	/	700	82.4	33.0
	石家庄	/	/	/	/	/	/	/	/	/	500	934.8	206.8
	丘县[3]	/	/	/	/	/	/	/	/	/	300	90.2	18.0
西部凹陷带总计		/	/	/	100	98.7	9.87	600	1164.4	306.5	700	1107.4	257.8

①东部带各凹陷成熟生油层体积系在等厚图上每25km²插入一个点，计算后累加的。

②西部带各凹陷成熟生油层体积系用各层段成熟生油层平均厚度乘面积计算的。

③丘县凹陷属冀南地区，现暂列于此。

④白垩系数据很少，为方便计，一并列于此，有关文字论述见后。

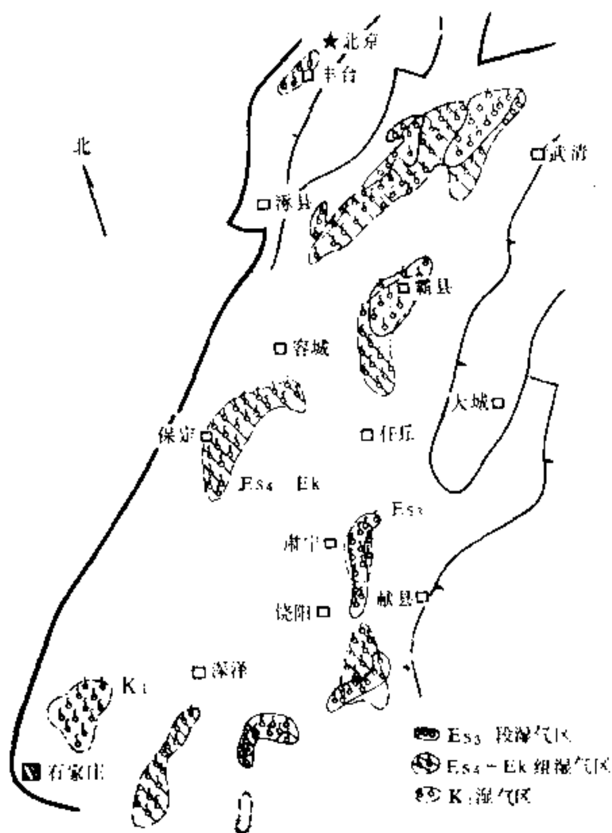


图 5-44　冀中坳陷湿气带分布图

2.排烃期

排烃期与生油期是密切相联系的，就总体而言，生油开始，排烃也就开始。但从排烃条件方面考虑，则排烃期与泥岩压实过程有直接联系。冀中坳陷下第三系泥岩的压实作用，分为三个阶段（图5-46）：

（1）稳定压实阶段——埋深由1000米增至2800米，地温由32℃增至101℃；泥岩孔隙度从25%降至12%，平均每百米降低0.76%；泥岩平均密度为2.14克/厘米³，粘土矿物以蒙脱石为主，其次是伊利石和高岭石。

（2）压实突变阶段——埋深由2800米增至3200米，地温由101℃增至113.5℃；泥岩孔隙度从12%降至5%，平均每百米降低1.75%；泥岩平均密度为2.40克/厘米³，粘土矿物以伊利石为主，其次是蒙脱石，开始出现蒙脱石—伊利石混合层矿物，

表 5-36　冀中主要生油凹陷各组段生油层的生油期表

凹陷	下第三系沉积速度(mm/y)	代表井	生油层生油期							
			Ek—Es4段		Es2+3段		Es1段		Ed组	
			底	顶	底	顶	底	顶	底	顶
廊固	0.30	泉26（凹陷中部）	Es4末—Es2末		Es2末	Es3上 未熟	未熟		未熟	
		安29（凹陷南部）	Es4末—Ed末		Ed末（Nm末）	Es3中、上 未熟	未熟		未熟	
霸县	0.21	新家4	Es2末—Ng末		Ng末—Q		Q		未熟	
饶阳	0.14	宁3（凹陷中部）	Ed中—Ng初		Ed末—Ng末		Ng末—Nm末		Q	
		任96（任西凹槽）	缺失		Nm初—Nm末		Nm末—Q		未熟	
深县	0.11	泽40	Ng末—Nm初		Nm初—Nm末		Nm末—Q		未熟	
束鹿	0.10	晋29			Ng中—Q		未熟		未熟	
晋县	0.085	赵8	Es4段 Ng末，上部未熟				无生油层		无生油层	

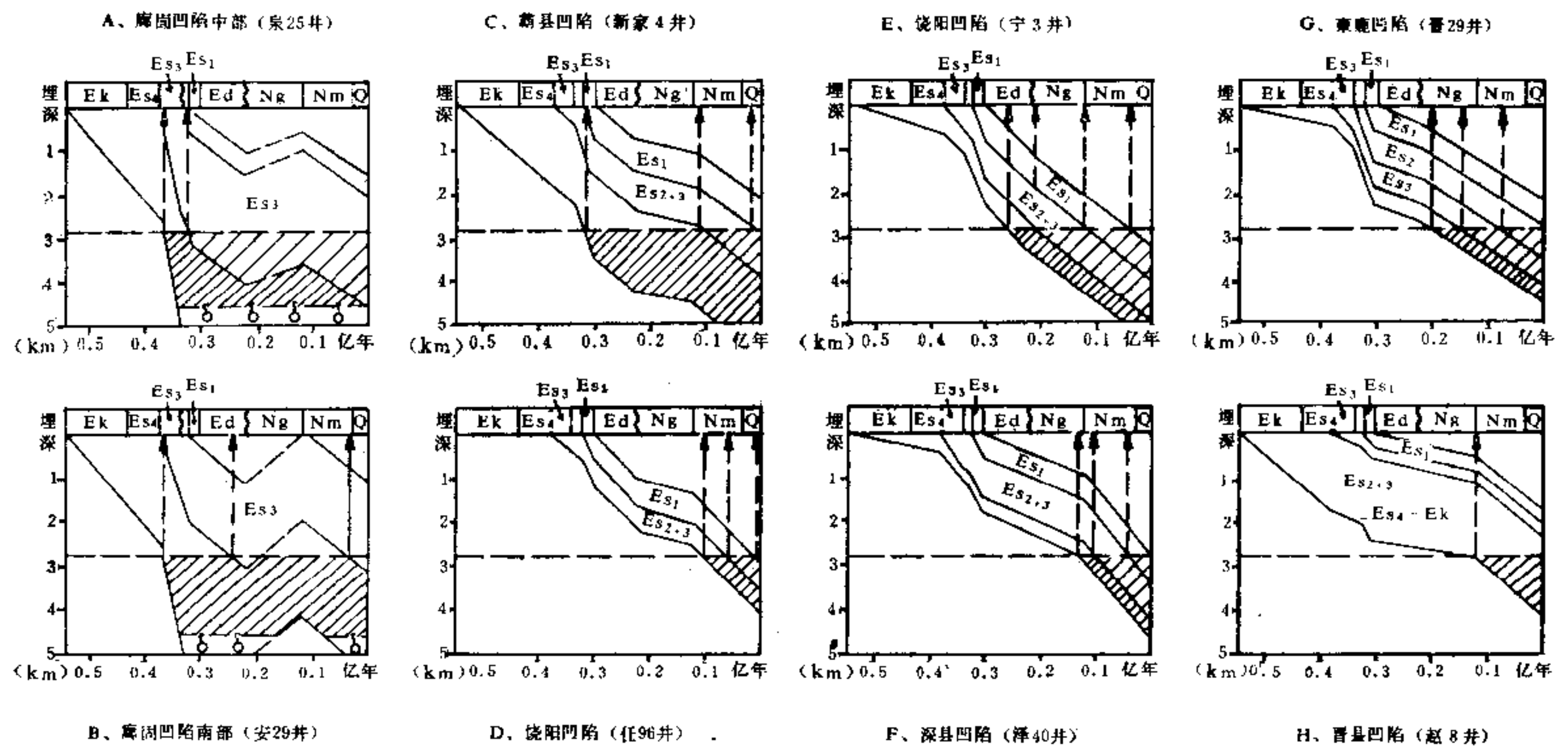


图 5-45 冀中主要生油凹陷不同层段生油层的生油期

粘土矿物结晶程度增高，大量排出结晶水，引起泥岩体积急剧缩小。这一压实突变阶段，也正是大量生油和排烃期。

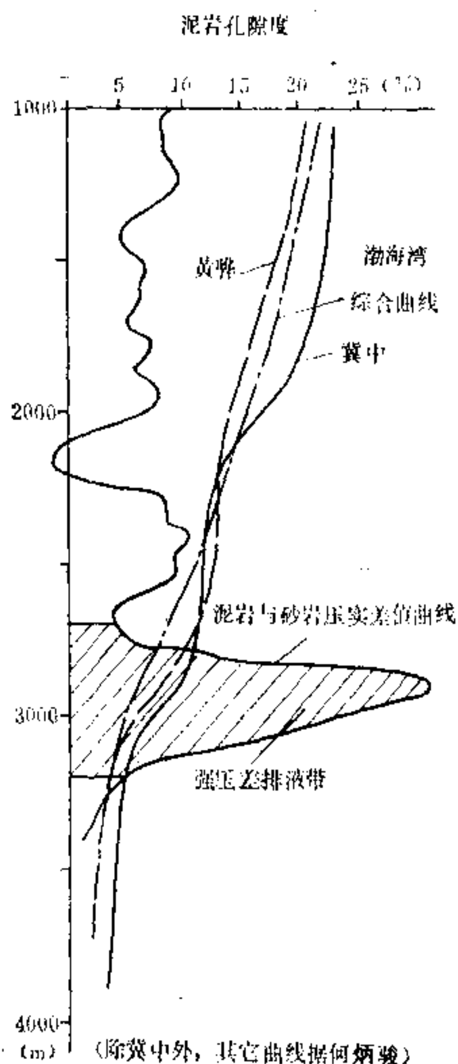


图 5-46　华北地区下第三系泥岩压实曲线

(3)紧密压实阶段——埋深3200米以下，地温高于113.5℃；泥岩孔隙度<5%，平均每百米降低0.33～0.17%；泥岩平均密度为2.54克/厘米^3，粘土矿物中开始出现伊利石-绿泥石混合层矿物。这一阶段泥岩体积的变化甚微，液体流动困难，排烃方式主要靠泥岩微裂隙的开合。

第五节　中生界生油条件分析

冀中地区（包括北京凹陷在内）中生界面积为12000平方公里，主要分布在周边地区（图3-7）。到1984年底，作过生油研究的仅有北京及石家庄两个凹陷的白垩系。现就这两个凹陷的白垩系生油条件论述于下：

一、暗色泥岩的发育特点

北京凹陷仅在丰台地堑中发现有侏罗系及白垩系暗色泥岩，分布面积200平方公里，累计厚度为1600米，其中主要分布在白垩系，计有暗色泥岩厚1483米（图5-9)，占地层厚度的72%。

石家庄凹陷包括无极、藁城凸起在内，面积2120平方公里。区内缺失侏罗系，暗色泥岩集中分布在白垩系，实钻最大厚度541.5米，占地层总厚度的34.6%。预计在凹陷中心，暗色泥岩厚度可达一千米。暗色泥岩厚度大于500米的分布范围有600平方公里（图5-9)。

二、有机质丰度

如表5-37A、B及图5-15所示，两个凹陷中多数层段有机碳值达到生油岩标准，但氯仿沥青“A”和总烃含量却甚低（图5-47A、B)，绝大多数层段未能达到生油层标准（表5-14）。

有机碳和总烃含量两项指标都能达到生油层标准的仅有丰台地堑中的下白垩统上部（K_1Ⅰ+K_1Ⅱ段），其有机碳平均含量为1.92%，总烃平均含量为511ppm，属好生油

表 5-37A 北京凹陷中生界各层段暗色泥岩厚度及有机质丰度表

井号	层位		暗色泥岩厚度 (m)	占地层厚度 (%)	C_{org}(%)			沥青"A"(%)			烃(ppm)			烃/C_{org} (%)
					最大	平均	样品数	最大	平均	样品数	最大	平均	样品数	
丰参1	K_1	I	468.5	87.8	4.00	2.18	10	0.2779	0.1518	7	1027	551	5	2.71
丰参1	K_1	II	373.5	67.7	2.01	1.60	8	0.2019	0.1348	5	708	462	4	3.01
丰参1	K_1	III	174.0	74.8	0.66	0.53	4	0.0296	0.0290	2	118	110	2	1.77
丰参1	K_1	IV	176.7	66.9	0.77	0.61	4	0.0361	0.0245	3	170	132	3	2.00
丰参2	K_1	V	290.0	60.5	0.64	0.48	9	0.0443	0.0242	3	162	90	3	1.91
丰参2	J_3		113.0	15.0	1.40	1.00	5	0.0214	0.0162	2	76	68	2	0.69
丰参2	J_2		0	0	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

表 5-37B 石家庄凹陷白垩系暗色泥岩厚度及有机质丰度表

井号	层位	暗色泥岩厚度 (m)	占地层厚度 (%)	C_{org}(%)			沥青"A"(%)			烃(ppm)			烃/C_{org} (%)
				最大	平均	样品数	最大	平均	样品数	最大	平均	样品数	
极2	K_2	240.5	51.0	0.33①	0.23	14	0.0760	0.0749	2	80	73	2	3.26
极2	K_1^2	142.5	28.5	5.01	0.68	11	0.1033	0.0732	5	209	136	5	2.13
极2	K_1^1	0	0	0.57	0.46	2	0.0196	0.0196	1	/	98	1	1.72
极10	K_2	19.0	37.6	/	0.18	1	/	/	/	/	/	/	/
极10	K_1^2	335.5	54.7	1.71	0.77	21	0.0530	0.0218	11	149	117	3	1.74
极10	K_1^1	187.0	20.8	0.63	0.51	7	0.0390	0.0268	3	145	111	2	2.63

①碳质泥岩夹层。

表 5-37C 丘县凹陷白垩系暗色泥岩厚度及有机质丰度表①

井号	层位	暗色泥岩厚度 (m)	占地层厚度 (%)	C_{org}(%)			沥青"A"(%)			烃(ppm)			烃/C_{org} (%)
				最大	平均	样品数	最大	平均	样品数	最大	平均	样品数	
冀参5	K_1 上	332▽	52.4	1.43	0.55	39	0.0969	0.0700	4	230	180	4	4.05
丘3	K_1 下	453	33.7	0.35	0.16	25	0.0284	0.0182	18	156	92	6	6.50

①为了便于对比，把冀南地区丘县凹陷数据，在第五节的各个图表中一并列出，以下不再分别加注。

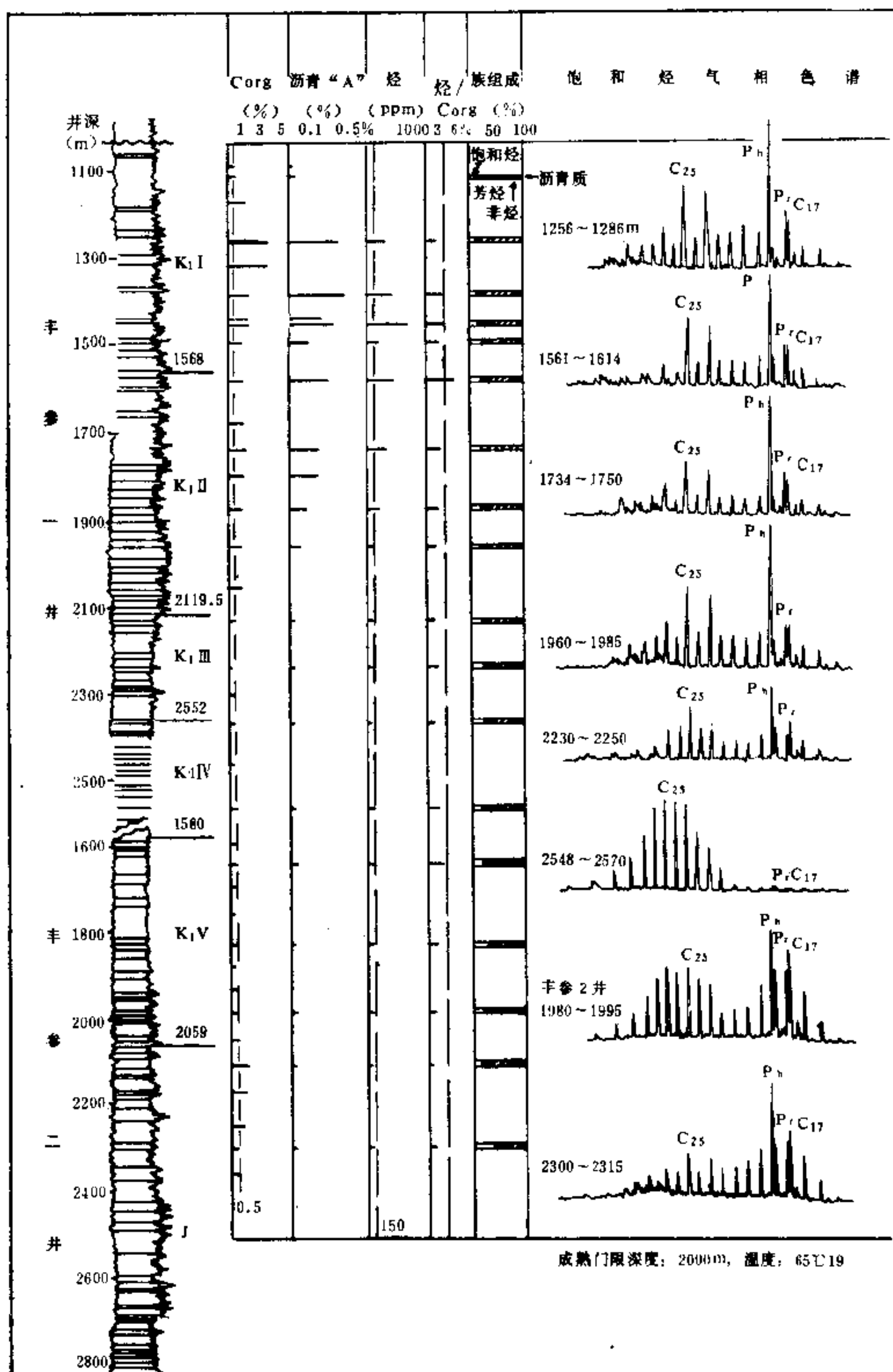
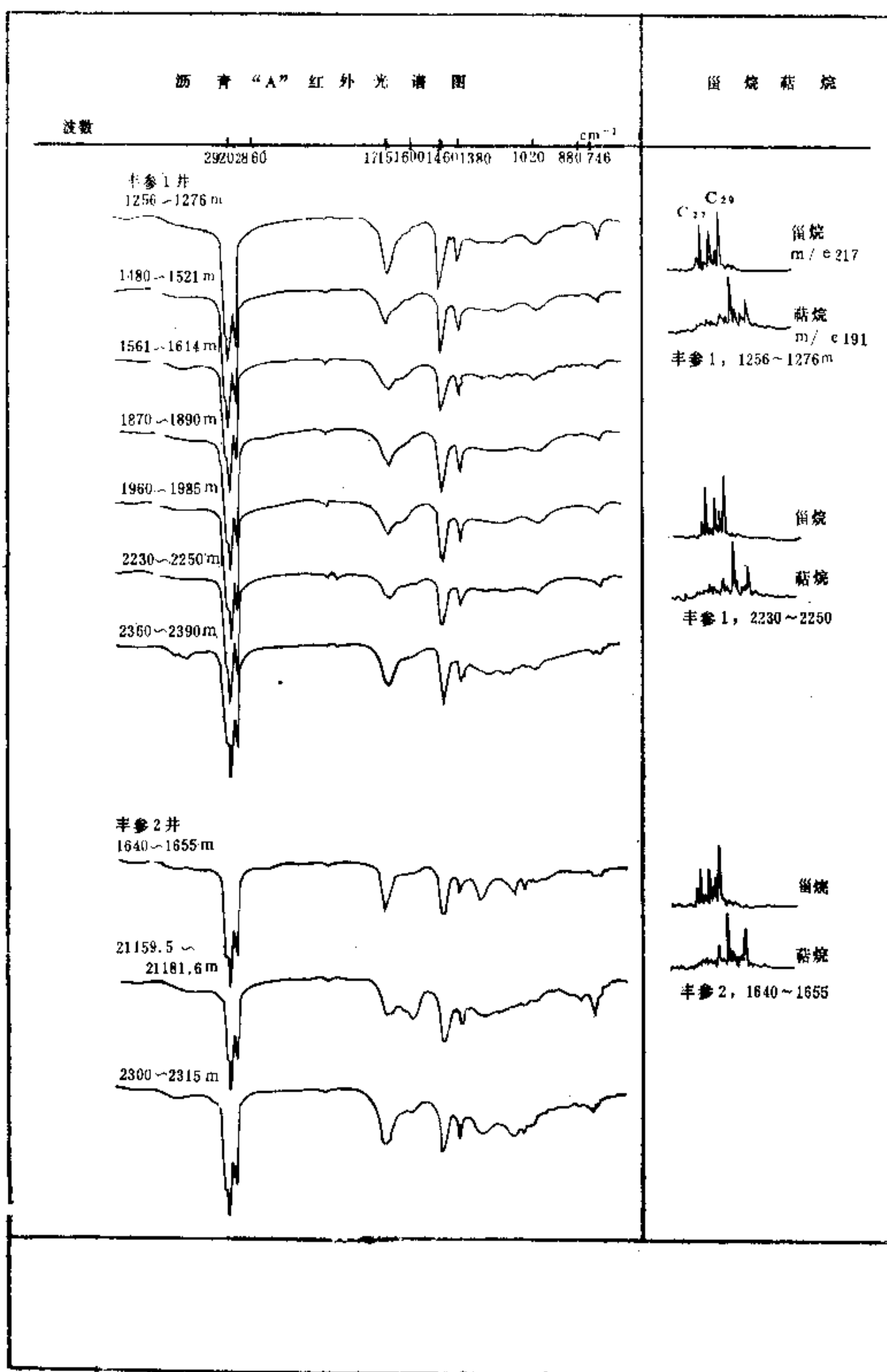


图 5-47A 北京凹陷白垩

$K_1I \sim K_1V$为下白垩统



系生油剖面图
的五个岩性段编号

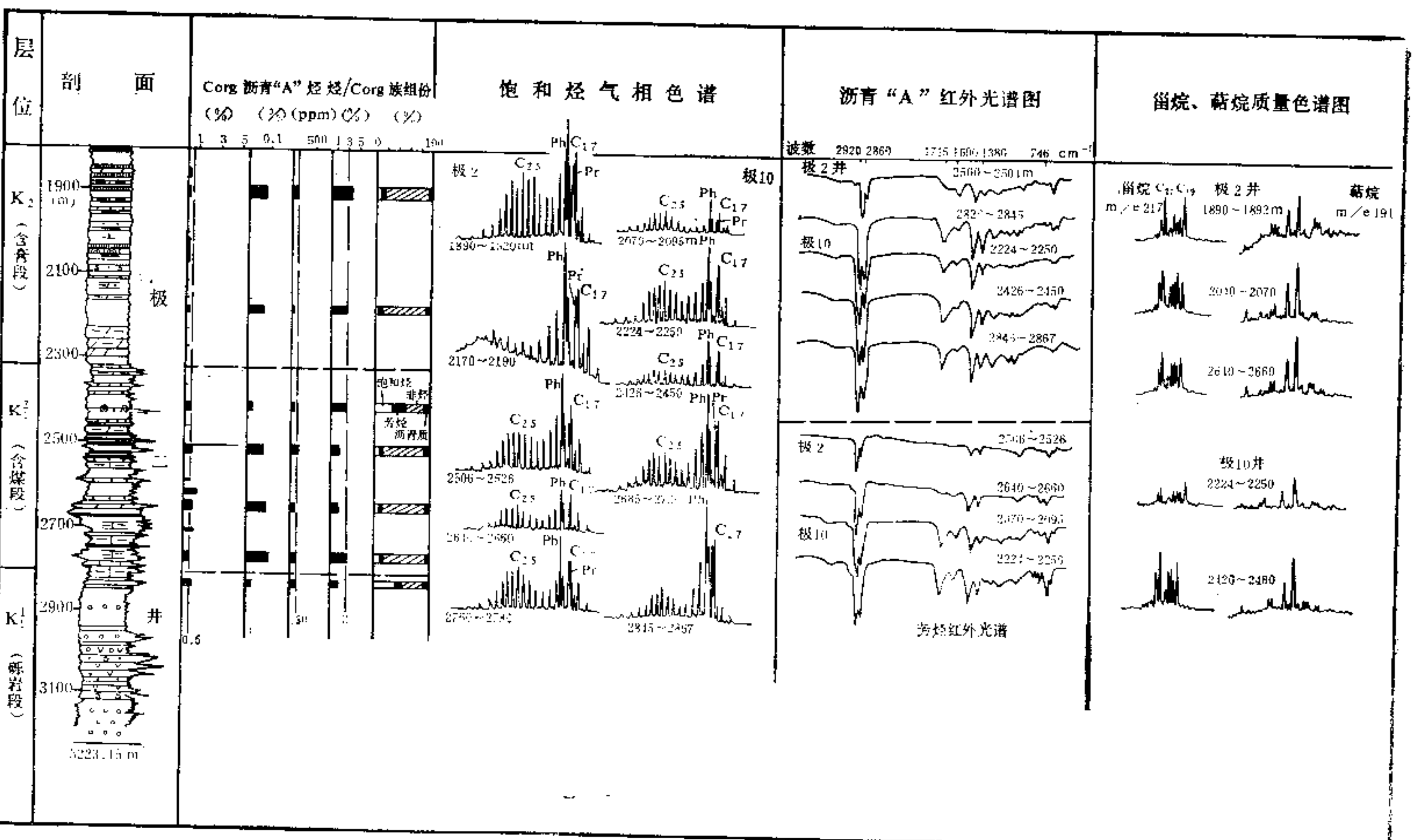


图 5-47B 石家庄凹陷白垩系生油剖面图

岩。

石家庄凹陷仅下白垩统上部含煤暗色泥岩的总烃含量达149～209ppm，平均136ppm，但烃/有机碳小于3%，可勉强列为差生油岩。

三、母质类型

在两个凹陷中，只有丰台地堑下白垩统上部生油母质较好，S_2/S_3平均为5.28，样品点落在干酪根元素组成图Ⅱ-Ⅲ型之间，属混合型。其余多数层段$S_2/S_3<1$，样品点均落于Ⅲ型线之下，属腐植型（图5-48）。这一划分结果与干酪根镜下鉴定，及红外光谱分析结果基本一致。现将有关资料综合于表5-38中。

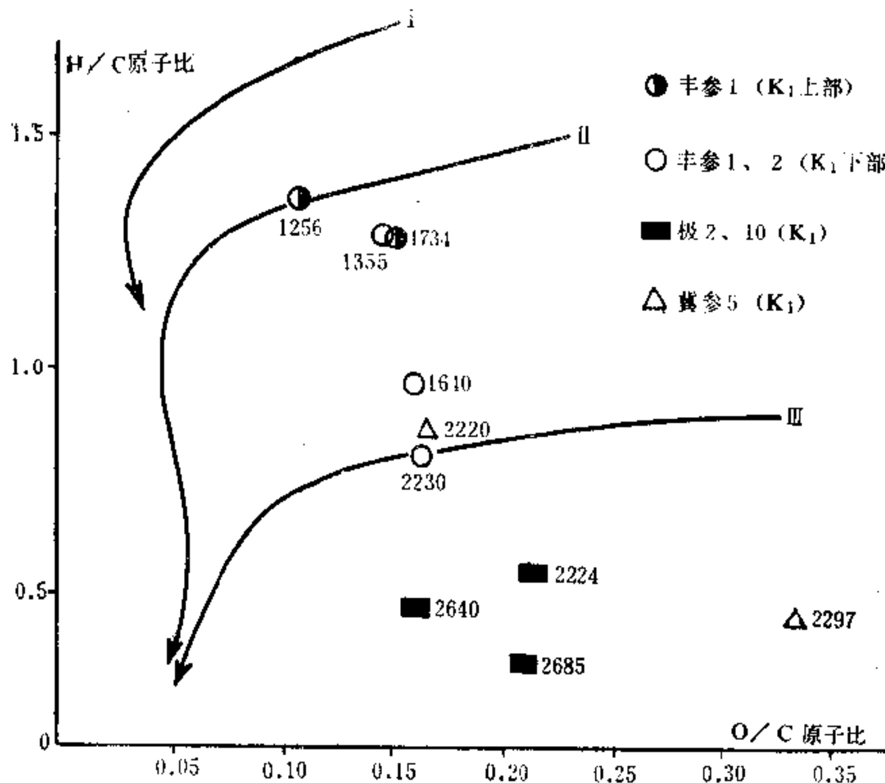


图 5-48 北京、石家庄凹陷白垩系泥岩干酪根元素组成范氏图

四、生油能力评价

生油能力与母质类型是密切相关的，只有北京凹陷下白垩统上部，总生油潜量平均为8.16千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$，达到好生油岩标准，其它各层段总生油潜量都小于1千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$，热解有效碳$C_p<0.1\%$，只能列入极差或非生油岩层。

五、成熟门限深度

1.丰台地堑中的成熟门限深度为2000米，温度65℃。依据有：

（1）热解烃指数（S_1/C_{org}） 埋深2000米以上，小于20毫克$_{烃}$/克$_{岩石}$，以下出现大于30毫克$_{烃}$/克$_{岩石}$的点；

（2）正烷烃碳优势指数（CPI） 2000米以上为1.4～2.15，以下则接近或小于1.3，奇数碳优势趋于消失；

（3）2000米以上$Pr/nC_{17}=0.8\sim1.17$，以下则减少到小于0.7，说明低碳数正烷烃增

表 5-38 北京、石家庄、丘县凹陷中生界生油岩热解色谱分析资料表(按层段平均)

凹陷	层位	C_{org} (%)	T_{max} (°C)	I_P (S_1/S_1+S_2)	I_{HC} ($mg_{烃}/g_{岩石}$)	I_H ($mg_{烃}/g_{岩石}$)	I_O ($mg_{CO_2}/g_{岩石}$)	S_2/S_3	母质类型①	总生油潜量 S_1+S_2 (千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$)	生油岩质量评价①	C_P (%) 占岩石	样品数
北京凹陷	K_1 Ⅰ、Ⅱ段	1.82	418～433 (个别436)	0.02	11	425	94	5.28 最大11.55	Ⅱ	8.16 最大16.99	好	0.68	7
	K_1 ⅢⅣⅤ	0.57	431～435	0.10	20	156	244	0.69	Ⅲ	1.00	差	0.08	6
	J	0.71	/	极小	极小	117	183	0.64	Ⅲ	0.83		0.07	1
石家庄凹陷	K_2 含膏段	0.23	497～505	0.21	76	292	672	0.42	Ⅲ	0.75		0.07	4
	K_1^2 含煤段	0.59	492～496(极2) 434～437(极10)	0.68	24	24	188	0.18	Ⅲ	0.23		0.02	8
	K_1^1 砾岩段	0.39	/	1.00	10	极小	218	≈0	Ⅲ	0.04	无工业价值	0.003	3
丘县凹陷	K_1 上	0.64	429～506	0.57	34	62	154	0.84	Ⅲ	0.61		0.05	12
	K_1 下	0.16	/	0.53	26	80	509	0.16	Ⅲ	0.12	无工业价值	0.007	5

①按石油工业部资源评价会规定标准。

多。2000米以上，氯仿沥青“A”中的含氧基团大量脱去，红外光谱1715/1600(cm^{-1})值从6下降到4，以下则趋于稳定。各项参数的具体变化见图5-49。

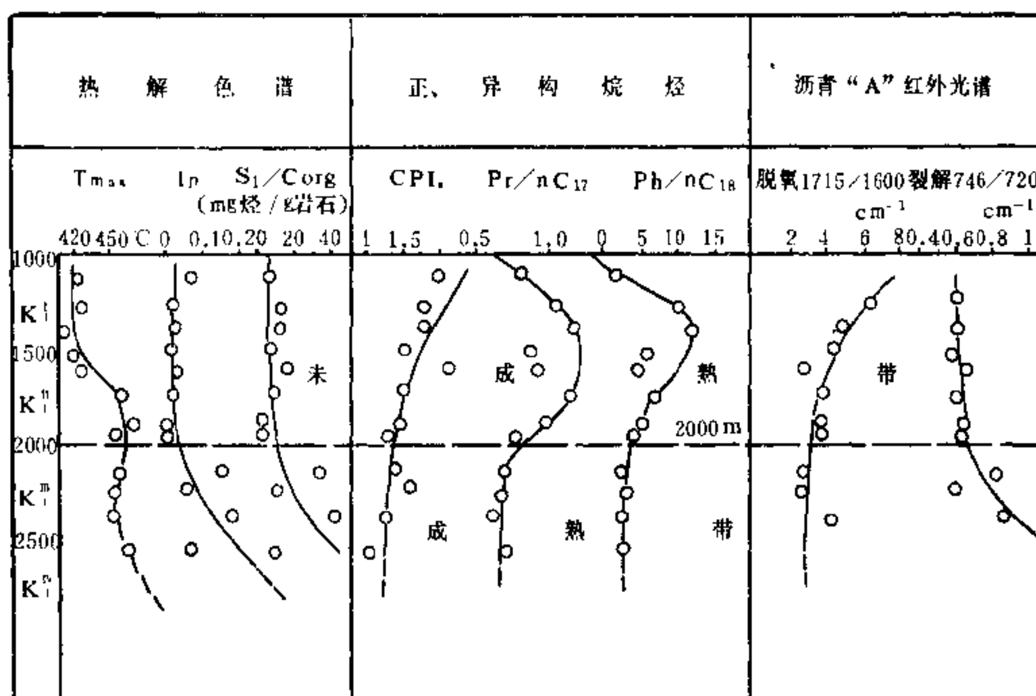


图 5-49 丰参1井生油岩的热演化曲线

由此可知，丰台地堑埋深2000米以上的下白垩统上部好生油岩未成熟，2000米以下的下白垩统下部（K_1Ⅲ+K_1Ⅳ）和侏罗系虽已成熟，但有机质丰度低，母质类型不好(Ⅲ型)，属差或非生油岩。

2.石家庄凹陷白垩系泥岩实测R_o值为0.82～1.21%，正烷烃OEP小于1.2，已成熟。综合几种资料参数确定成熟门限深度为1800米，门限温度接近70℃。从所分析两口井（极2、10）埋深2400～2990米的暗色泥岩资料来看，已经表明达到较高的成熟阶段，但还未进

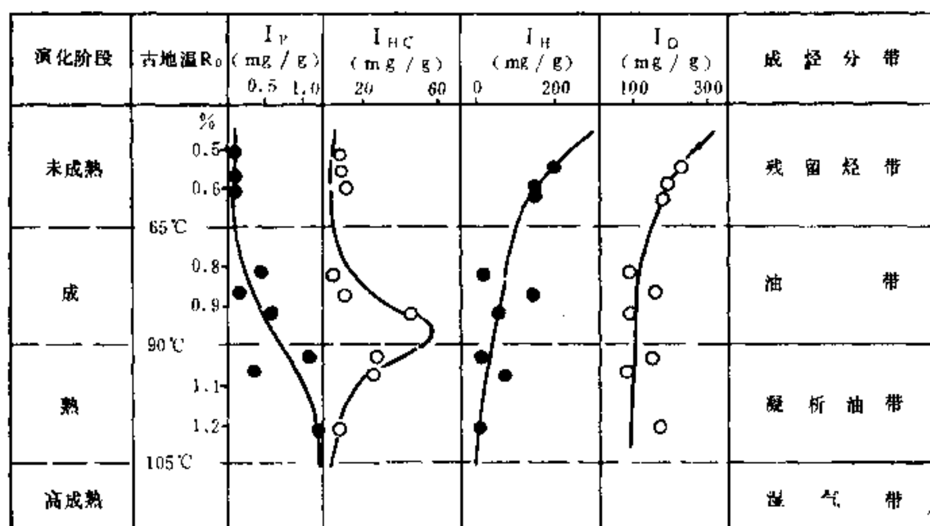


图 5-50 北京、石家庄和丘县凹陷白垩系生油岩的热演化曲线图

表 5-39　北京、石家庄凹陷白垩系生油层热解分析与干酪根鉴定结果比较表

井号	井深 (m)	层位	岩性	热解色谱		干酪根元素分析							红外光谱		镜下鉴定			
				S_2/S_3	分类	C (%)	H (%)	O (%)	N (%)	H/C 原子比	O/C 原子比	分类	2920/1715 (cm^{-1})	分类	①	②	③	定名
丰参1	1256～1276	K_1Ⅰ	深灰色泥岩	11.55	Ⅰ	51.47	5.76	7.33	1.01	1.34	0.107	Ⅱ	2.64	Ⅱ	35	55	10	Ⅱ
丰参1	1734～1750	K_1Ⅱ	深灰色泥岩	5.63	$\text{Ⅰ}_{\text{Ⅱ}}$	45.43	4.82	9.09	1.12	1.27	0.150	Ⅱ	3.00	Ⅱ	10	70	20	Ⅱ
丰参1	2230～2250	K_1Ⅲ	深灰色泥岩	0.87	Ⅲ	59.60	4.02	13.01	1.22	0.81	0.163	$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$	0.74	$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$	10	65	20	$\text{Ⅱ}_{\text{Ⅲ}}$
丰参2	1355～1370	K_1Ⅳ	深灰色泥岩	3.45	Ⅱ	48.60	5.15	9.50	1.13	1.27	0.146	Ⅱ	2.53	Ⅱ	20	60	20	Ⅱ
丰参2	1640～1655	K_1Ⅴ	深灰色泥岩	0.90	Ⅲ	47.19	3.79	10.15	0.98	0.96	0.160	$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$	2.27	$\text{Ⅱ}_{\text{Ⅲ}}$	50	40	10	$\text{Ⅱ}_{\text{Ⅰ}}$
极2井	2640～2660	K_1^2	浅灰色泥岩夹泥质白云岩	0.53	Ⅲ	55.00	2.15	11.61	1.03	0.47	0.159	Ⅲ	0.50	Ⅲ	5	10	85	Ⅲ
极10	2224～2250	K_1^2	灰色泥岩	0.10	Ⅲ	59.31	2.66	16.84	1.15	0.54	0.213	Ⅲ	0.12	Ⅲ	少	10	90	Ⅲ
极10	2685～2720	K_1^1	浅灰色泥岩	极小	Ⅲ	56.77	2.06	15.74	1.03	0.44	0.207	Ⅲ	0.14	Ⅲ	少	5～10	90	Ⅲ
冀参5	2220～2250	$K_1^{上}$	灰色泥岩	0.85	Ⅲ	51.48	3.64	11.30	0.98	0.85	0.165	Ⅲ	0.61	$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$	20	35	45	$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$
冀参5	2297.33～2300.68	$K_{1上}$	灰色泥岩	0.03	Ⅲ	48.16	1.76	21.31	1.18	0.44	0.332	Ⅲ	0.18	Ⅲ	20	30	50	$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$

①系浅黄色无定形腐泥基质所占%；
②系棕褐色无定形混合基质所占%；
③系黑色团块状、微粒状、长条形腐植基质、镜质体、丝质体总和所占%；
$\text{Ⅲ}_{\text{Ⅱ}}$—偏腐植型；
$\text{Ⅱ}_{\text{Ⅲ}}$—偏混合型；
$\text{Ⅱ}_{\text{Ⅰ}}$—偏腐泥的混合型；
$\text{Ⅰ}_{\text{Ⅱ}}$—以腐泥为主，含混合基质多。

入生（湿）气阶段。一般认为R_o>1.3%方才进入生(湿)气阶段，按科帕图表（图5-31B）推断，当R_o=1.3%时相应古地温为105℃，要达到105℃的高温，按极4井实测地温梯度计算，埋深应达到2900米。而极2、10井暗色泥岩的主要部分埋深为小于2900米(表5-39)，大致相当于凝析油带（图5-50）。至于到了凹陷中部，当暗色泥岩埋深大于2900米时，预测应进入生(湿)气阶段（图5-44）。因此，石家庄凹陷下白垩系上部是可以生成一定数量的凝析油和天然气的。

六、存在问题

冀中地区白垩系勘探程度低，钻井很少，对其生油层的研究，局限于极少数区块。因此，上述分析仅作参考。从多种资料综合分析，认为区内白垩系的生油条件不应忽视，关于这个问题，有待今后进一步研究。

第六节　石炭-二叠系煤系地层生油气条件分析

如第三章所述，石炭-二叠系在冀中地区内主要分布在曹家务—霸县—南马庄一线以东地区，另外在凤河营、深县、束鹿南等地区也有零星分布，总面积为8640平方公里，地层厚200～1000米（图5-51）。文安斜坡及大城地区剖面齐全，包括石炭系中、上统及二叠系上、下统。

中上石炭系及下二叠系山西组是主要油气源岩系。

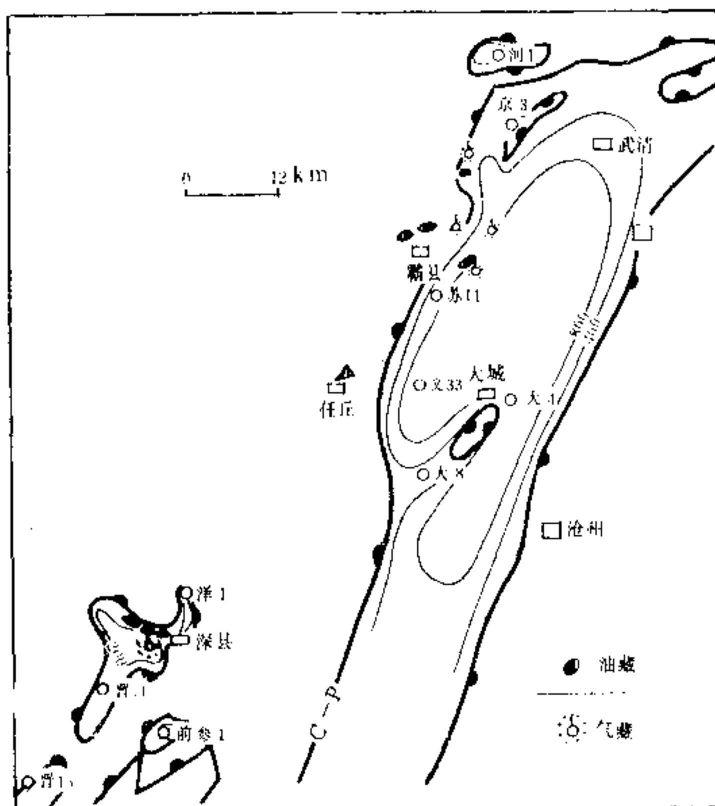


图 5-51　冀中地区石炭-二叠系等厚线及奥陶系、二叠系油气藏分布图

为了叙述方便，本节首先分析油气源，然后再对石炭-二叠系煤系地层生油气岩进行评价。

一、油气源分析

1.天然气至少有部分来自石炭-二叠系煤系

冀中地区的几个奥陶系潜山油气藏所产天然气的物理性质及其地球化学特征表明，至少有部分天然气来自石炭-二叠系煤系地层，依据有如下几个方面：

（1）天然气同位素特征与已知煤型气藏近似

表5-40中所列冀中坳陷几个地区天然气的甲烷δC^{13}、氢δD及氩同位素比值与肯定是下第三系的油型气有明显不同，而与煤型气藏数据近似。

1）甲烷δC^{13}特征　关于天然气中甲烷δC^{13}的数值，一般认为煤型气比油型气富集，当R_o为0.5～2.5‰时，在煤型气中甲烷δC^{13}为－43～－25‰，苏桥等地区气藏为－39.4～－35.9‰，与下第三系油型气的－48.2～－44.2‰相比，明显偏高；与已证实为煤型气的中原文留气藏（－28‰）相比，则又偏低。这可能是由以下几种因素造成的：a.冀中地区石炭-二叠系煤岩变质程度低，处于气—肥煤阶，R_o为0.8～1.1％，而中原地区石炭-二叠系煤岩变质程度高，处于焦—贫煤阶，R_o为2～4％，所以冀中煤型气的δC^{13}偏低；b.冀中地区煤层中含有孢子—角质残植煤，亦即生油气母质不同使δC^{13}偏低；c.可能有部分下第三系油型气混合。

2）氢同位素δD特征　天然气中氢同位素δD也是判断油型气和煤型气的一项指标。冀中苏20井在二叠系所产天然气δD为－188‰，与文留气藏文23井煤型气的δD（－182‰）很接近。而和中原油田的油型气δD（－232‰），差别较明显。

3）氩同位素　天然气中氩同位素Ar^{40}是来自含钾矿物的衰变，影响其数值变化的因素较多，主要有与天然气有关的沉积岩时代、钾含量及Ar^{40}的脱出程度等。从表5-40中列出的数据看，冀中苏桥等地区天然气Ar^{40}/Ar^{36}数值与已确定为煤型气的文留气藏文23井天然气数据近似，而和下第三系油型气数值相比则高1～1.5倍。从上述三种同位素数值对比说明，苏桥等地区天然气属煤型气，至少可以说明有部分气来源于煤系地层——石炭-二叠系。

（2）汞蒸气含量特征

汞蒸气含量也是一项常用的判别天然气源的地球化学指标。一般认为油型气的汞蒸气含量小于700纳克/立方米，煤型气则大于700纳克/立方米。冀中苏桥等地区天然气汞蒸气含量为19.9～25.4万纳克/立方米，而下第三系油型气则仅488纳克/立方米，按此，冀中苏桥地区的天然气，显然应列为煤型气。

（3）伴生凝析油特征

煤系生（油）气岩在中等热演化阶段的产物是湿气及凝析油（图8-2），如澳大利亚库珀盆地达拉因吉埃气田就是一个以湿气为主伴生凝析油的煤型气气田。冀中苏桥地区奥陶系及二叠系采气时普遍伴生凝析油，这也反映出其（油）气源岩系是煤系地层。

（4）地质特征分析

目前冀中坳陷已发现的富含天然气及凝析油的潜山油气藏计有苏桥、信安镇、刘其营、顾辛庄及深西等。这些油气藏顶部多数有石炭-二叠系煤系地层覆盖，仅深西油气藏顶部无石炭-二叠系，但在其断层下降盘却分布有石炭-二叠系。而在无石炭-二叠系分

表 5-40　不同类型天然气特征表

地区特征	油气田	气藏或井号	产气层位	甲烷 δC^{13} (PBD‰)	氢同位素 δD (SMOW‰)	氩同位素 Ar^{40}/Ar^{36}	汞蒸气含量 (ng/m^3)	油气比 (m^3/t)	R_o (%)
有石炭、二叠系煤系分布区	苏桥	苏20井	P_2	-37.3	-188			1600	0.8
		文23井	P_2					7000～10000	0.8
		苏1井	O	-37.8			199000～204000		
		苏4井	O	-37.2				9600 (苏401)	0.95
		苏6井	O	-35.9					
	永清	永7井	O	-39.4				12200	0.75
	深西	泽43井	O	-36.4 (泽21)		1339	180000～254000	4200 (泽85)	
	凤河营	桐7井	O			1274.8			
下第三系油型气分布区	岔河集	岔12-7	Ed	-45.5		439.5		117	
	别古庄	京256	Es_4 上	-44.7		385～396.8	488	82	
	任丘	任255	Jxw	-44.2		489.9～492.9		4.4	
	八里庄西	马27	Jxw	-48.2				14	
	中原文东	文13	Es_3		-232	570			
证实为煤型气区	中原文留	文23	Es_4	-28.4	-182	1175			
	库珀盆地达拉因吉埃		P					9000	0.8～1.1
	中维柳伊		P					16000	气煤
	四川八角场	角48	J_1x^5					16000	0.93
	陕甘宁	任6井	P					42000	0.75

布区的奥陶系潜山油藏如龙虎庄、永清京30、任北（图5-51）等则根本无气顶，含天然气量很低，油气比仅3～39立方米/吨。说明富含天然气及凝析油的奥陶系潜山油气藏与石炭—二叠系是密切相关的。这种关系无非反映两种可能性、一是石炭-二叠系泥质岩组成的盖层条件好，使其下伏奥陶系保存了较多的天然气，二是石炭-二叠系煤系地层中生成的天然气进入了奥陶系，这样，石炭-二叠系煤系地层既是奥陶系气藏的气源岩又是气藏的好盖层。这后一种可能性能否存在呢？如果综合分析天然气的其他特征，就不难看出这种可能性是存在的。

2.油源分析

（1）苏桥地区三层油有明显差别

从表5-41及图5-52可以看出，苏桥地区的三层油（沙河街组、东营组——浅层，二叠系——中层，奥陶系潜山——深层油）有很大区别：

1）Pr/Ph：浅层＜1，中层≥3，深层多数＞1。

2）正构烷烃主峰碳数：浅层不集中，为C_{17}～C_{23}；中层主峰碳数偏小，为C_{8}～C_{11}；深层油主峰碳数为C_{17}～C_{21}（图5-52）。

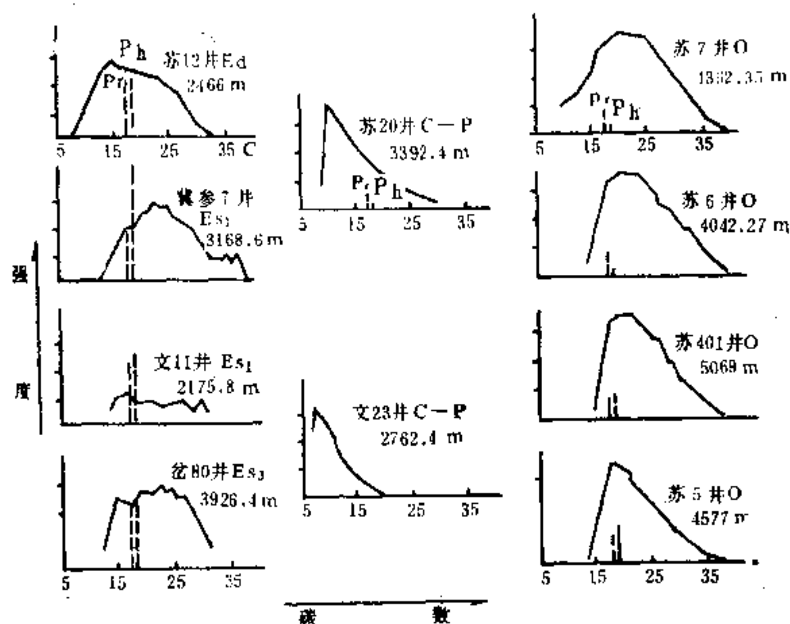


图 5-52 霸县凹陷苏桥地区三层油正构烷烃色谱对比图

3）甾萜烷参数：5β-C_{27}/5α-C_{27}浅层油＜1，中层＜1.2，深层为0.75～1.58；20S C_{29}/(20S＋20R)－C_{29}，浅层＜35％，中层＞55％，深层为36～69％；(5β＋14β)－C_{29}/ΣC_{29}，浅层＜20％，中层≤30％，深层为22～62％；γ-蜡烷/（22S＋22R）－C_{31}浅层＞0.3，中层＜0.1，深层为0.11～0.46。

4）三层油的物性也有很大差别，浅层为重质原油，相对密度为0.86～0.89，中层二叠系为纯凝析油，相对密度小于0.77，其饱和烃含量高，大于85％，正构烷烃色谱图呈偏态分布，C_{20}～C_{30}以后正构烷烃几乎不出现（图5-52）等。深层奥陶系则既有原油又有凝析油。

三层油在各方面的明显差别，说明其热演化程度、母质类型各不相同，是来自不同油

表 5-41 苏桥—文安地区三层油色谱、色质分析数据表

井号	层位	主峰碳	色谱图形	正异构烷烃				甾、萜烷参数							
				$\frac{nC_{21}^-}{nC_{22}^+}$	$\frac{Pr}{Ph}$	$\frac{Ph}{nC_{18}}$	$\frac{Pr}{nC_{17}}$	$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$	$\frac{5\alpha-20S-C_{29}}{5\alpha-(20S+20R)-C_{29}}$ (%)	$\frac{(5\beta+14\beta)C_{29}}{\Sigma C_{29}}$ (%)	$\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{C_{29}HoP.}{C_{30}HoP.}$	$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{(22S+20R)-C_{31}}$
苏12	Ed	C_{15}	不太规则	1.36	0.75	0.83	0.58	0.54	0.54	0.64	33	20	1.20	0.43	0.63
冀参7	Es_1	C_{22}	不规则	0.72	0.33	2.89	0.97	0.93	0.62	0.50	27	15	1.00	0.78	0.32
文11	Es_1	C_{17}	不规则	1.12	0.79	2.60	1.57								
岔80	Es_3	C_{23}	不规则	0.88	0.84	0.93	0.74	0.29	0.29	0.72	28	15	1.09	0.45	0.33
苏7	O	C_{21}	正态分布	0.82	2.80	0.08	0.24								
苏6	O	C_{21}	正态分布	0.77	2.42	0.09	0.25	1.30	0.90	1.46	69	33	1.17	0.42	0.15
苏401	O	C_{21}	偏正态分布	0.77	0.75	0.22	0.22	0.44	0.52	0.82	36	22	0.86	0.40	0.43
苏5	O	C_{18}	偏正态分布	1.37	0.70	0.35	0.25	0.63	0.45	0.75	49	35	0.83	0.32	0.46
苏4	O	C_{17}	偏正态分布	1.71	2.60	0.10	0.26	1.45	0.50	1.07	60	37	0.50	0.45	0.11
苏1	O			1.11	2.00	0.18	0.35	0.70	0.63	1.58	47	62	1.16	0.58	0.17
文23	C—P	C_8	对数正态	$C_{22}^+=O$											
苏20	C—P	C_{11}	对数正态	3.14	3.07	0.12	0.31	0.91	0.69	1.25	56	29	1.64	0.75	0.09

表 5-42 苏桥地区二叠系凝析油和油源岩对比表

井号	层位	样品	$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$	$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$ (%)	$\frac{5\alpha14\beta17\beta-C_{29}}{5\alpha14\alpha17\alpha-C_{27}}$	$\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{C_{29}Hop.}{C_{30}Hop.}$	$\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{(22R+22S)-C_{31}}$	主峰碳	正构烃分布	$\frac{C_{21}^-}{C_{22}^+}$	$\frac{Pr}{Ph}$
苏20	C—P	凝析油	0.91	0.69	1.25	54.55	0.60	1.64	0.75	0.09	C_{11}	对数正态	3.14	3.07
苏2	C—P	煤	1.0	0.52	0.92	38.10	0.50	7.00	0.83	0.06	C_{19}、C_{27}	不规则	0.31	0.78
苏4	C—P	碳质泥岩	0.75	0.50	1.10	44.00	0.79	7.17	0.96	0.09	C_{18}	对数正态	1.18	0.71
文23	C—P	凝析油	/	/	/	/	/	/	/	/	C_8	对数正态	$C_{22}^+=0$	/
苏1	C—P	煤	/	/	/	/	/	/	/	/	C_{16}	对数正态	2.12	1.49
苏13	C—P	煤	0.39	0.54	1.13	15.49	/	甚大	0.56	甚微	C_{15}	不规则	2.41	1.97
冀参7	Es_3	深灰泥岩	0.46	0.42	1.33	36.59	/	1.67	0.70	0.16	C_{25}	倒偏正态	0.5	3.00
冀参7	Es_1	深灰泥岩	0.88	0.92	0.46	29.41	/	2.50	0.58	0.42	C_{22}、C_{24}	不规则	0.39	0.39
岔3	Es_3	深灰泥岩(4200米)	0.94	0.39	0.81	50.25	/	0.67	0.79	0.16	C_{17}	不规则	1.35	2.33
新家4	Es_4	原油	0.48	0.37	1.54	41.30	0.65	0.35	0.28	0.20	C_{25}	倒偏正态	0.62	0.59

源层，不是来自单一的沙河街组生油层。

（2）中层（二叠系）凝析油来自煤系油气源岩

1)从表5-42可以看出，苏20井二叠系凝析油的5α-C_{27}/5α-C_{28}、5α-C_{28}/5α-C_{29}及5β-C_{27}/5α-C_{27}数值与石炭-二叠系煤（苏2井）及碳质泥岩（苏4井）比较接近，数值之差<0.2，具有可比性，而与冀参7井沙一段、沙三段及岔3井4200米的沙三段生油岩差别甚大，数值无可比性。另外，苏20井二叠系凝析油与新家4井来自沙四段的原油，其相应指标数值也无可比性。

2）图5-53表明苏20、文23井二叠系凝析油最典型的特征是主峰碳偏向低碳数，图谱形态呈对数正态分布，C_{28}~C_{30}后正构烷烃不出现，和石炭-二叠系煤碳质泥岩及深灰色泥岩图谱形态近似；而和沙河街组生油岩图谱形态截然不同。从上述两方面地球化学参数对比，可以说明二叠系凝析油主要是来自石炭-二叠系煤系生油气岩层。

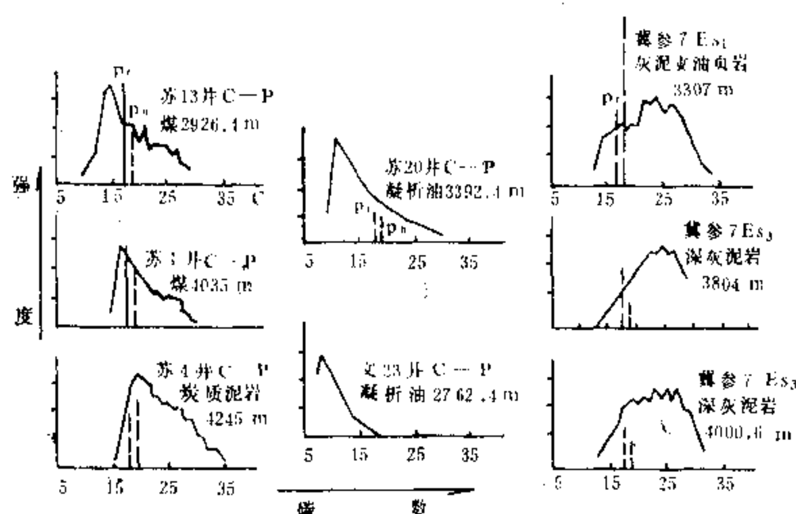


图 5-53 苏桥地区石炭-二叠系凝析油与生油岩饱和烃色谱对比图

（3）深层（奥陶系）原油可能有多种来源

苏桥地区奥陶系潜山原油，从表5-41来看变化较大，有豆甾烷（5α-C_{29}）大于胆甾烷（5α-C_{27}）(苏1、5、401井)，也有胆甾烷大于豆甾烷的（苏4、6井），有Pr/Ph>1，也有Pr/Ph<1或接近1的。各项参数数值变化较大，这可能是多种油源的反映。其可能油源岩有下第三系沙三段下部和沙四段生油岩、石炭-二叠系煤系生油气岩及本层碳酸盐岩甚至中生界生油岩。由于目前资料所限，这一问题尚需今后解决。

二、石炭-二叠系煤系地层生油气岩评价

1.生油气岩分布

（1）煤层

煤层分布广泛（图5-54A），但厚度变化大，苏桥文安地区为20~60米；廊固地区为0~61米（永22井）；深县地区较薄，为5~10米。

（2）碳质泥岩和深灰色泥岩

碳质泥岩在深县地区发育，其厚度一般为50~120米，最厚可达140米以上；廊固地区最薄，文安地区一般为20~50米。深灰色泥岩在冀中地区分布比较均匀，厚度一般为100

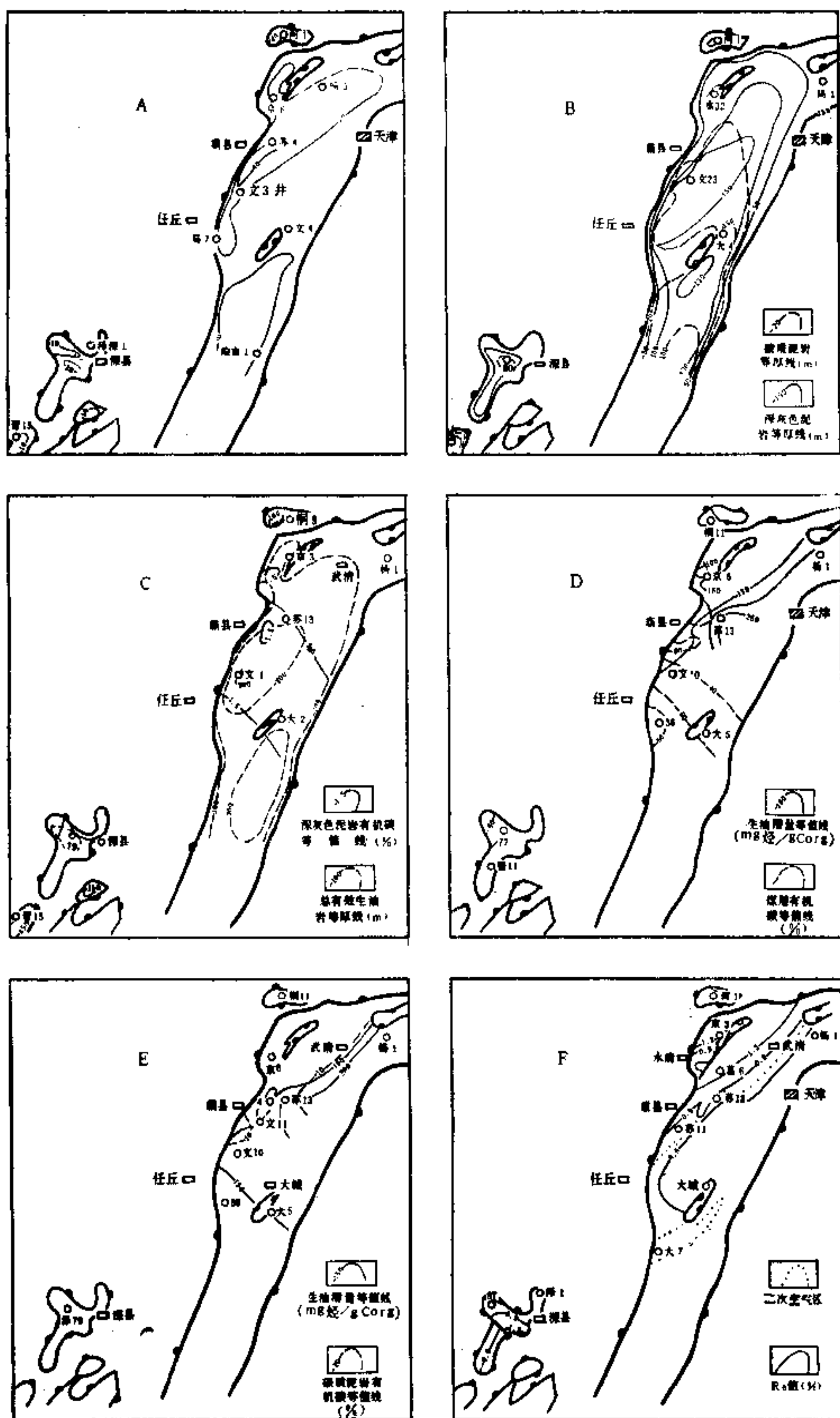


图 5-54　冀中地区石炭-二叠系有机质丰度图

A—煤层厚度等值线；　B—深灰色泥岩及碳质泥岩厚度等值线；　C—总有效生油岩厚度及深灰色泥岩有机碳等值线；　D—煤层有机碳及生油气潜量等值线；

～200米（图5-54B)。

煤层、碳质泥岩及深灰色泥岩的总厚度在平面上变化小（图5-54C)，一般为200 米左右。另外石盒子组浅灰色泥岩主要分布在文安—大城地区，厚度为100米左右。

2.有机质丰度

从图5-55、图5-56、图5-57三个生油剖面图及表5-43来看：

表 5-43 冀中地区石炭-二叠系有机质丰度表

地区	岩性	C_{org}(%)	沥青"A"(%)	总烃(ppm)	S_1+S_2 ($mg_烃/g_{岩石}$)
文安地区	煤	$53.93_{(18)}$①	$1.6090_{(6)}$	$2415_{(6)}$	$91.33_{(18)}$
	碳质泥岩	$7.72_{(22)}$	$0.1622_{(2)}$	$546_{(2)}$	$13.17_{(24)}$
	深灰泥岩	$2.81_{(29)}$	$0.0728_{(4)}$	$191_{(4)}$	$4.98_{(19)}$
	灰色泥岩	$0.20_{(20)}$	$0.0195_{(6)}$	$107_{(4)}$	$0.10_{(16)}$
廊坊地区	煤	$44.74_{(7)}$	$1.0029_{(3)}$	$3663_{(3)}$	$39.87_{(7)}$
	碳质泥岩	$12.00_{(3)}$	$0.1000_{(1)}$	$495_{(1)}$	$12.0_{(3)}$
	深灰泥岩	$1.20_{(23)}$	$0.0605_{(4)}$	$390_{(4)}$	$1.74_{(23)}$
	灰色泥岩	$0.29_{(5)}$			$0.09_{(5)}$
深县地区	煤	$45.94_{(5)}$			$82.38_{(5)}$
	碳质泥岩	$2.34_{(11)}$	$0.1232_{(3)}$	$360_{(3)}$	$2.06_{(11)}$
	深灰泥岩	$1.69_{(15)}$	$0.827_{(1)}$	$211_{(1)}$	$1.80_{(15)}$

①括弧内数据是样品数。

(1)石盒子组灰色泥岩有机碳含量均小于0.5%，产油气潜量$S_1+S_2\leq0.1$毫克$_烃$/克$_{岩石}$，氯仿沥青"A"和烃含量都很低，属非生油岩。

(2)深灰色泥岩，绝大多数分析样品有机碳含量大于1%（图5-54C)，氯仿沥青"A"大于0.04%，总烃含量大于150ppm，达到了生油气岩标准。但产油气潜量S_1+S_2一般比较低，约有70%的样品$S_1+S_2<2$毫克$_烃$/克$_{岩石}$。

(3)煤与碳质泥岩的有机质丰度高，煤层有机碳含量一般>45%（图5-54D)，氯仿沥青"A"含量>1%，总烃含量>2000ppm，产油气潜量>30毫克$_烃$/克$_{岩石}$；碳质泥岩有机碳含量一般为2～10%（图5-54E)，氯仿沥青"A"含量>0.1%，总烃含量>300ppm，产油气潜量为2～13毫克$_烃$/克$_{岩石}$，达到了好生油岩标准。

3.煤系生油气岩的质量

从氢、碳原子比、饱和烃与芳香烃比值及有效碳/有机碳等指标分析，冀中地区石炭

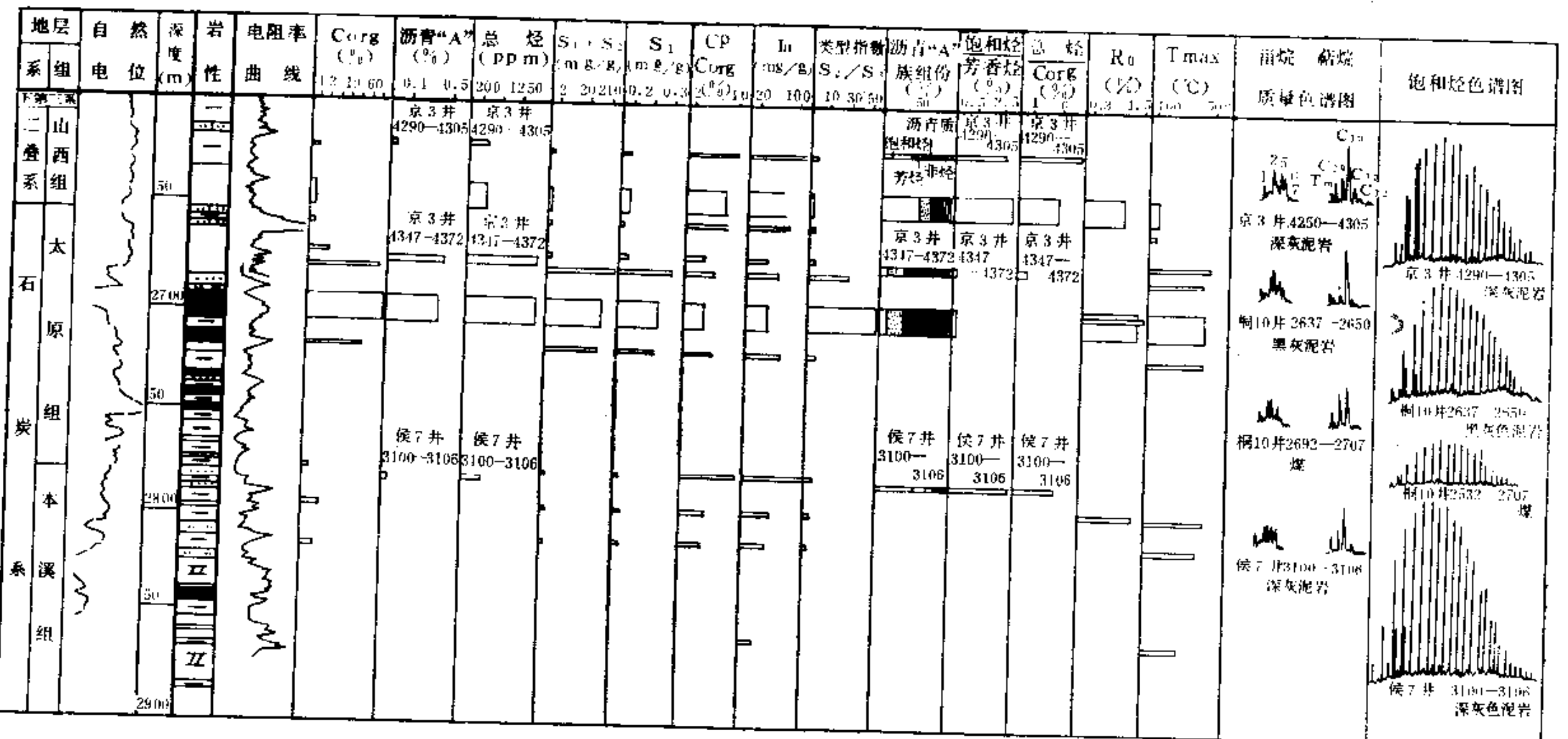


图 5-55 廊固凹陷桐10井石炭-二叠系综合生油气剖面

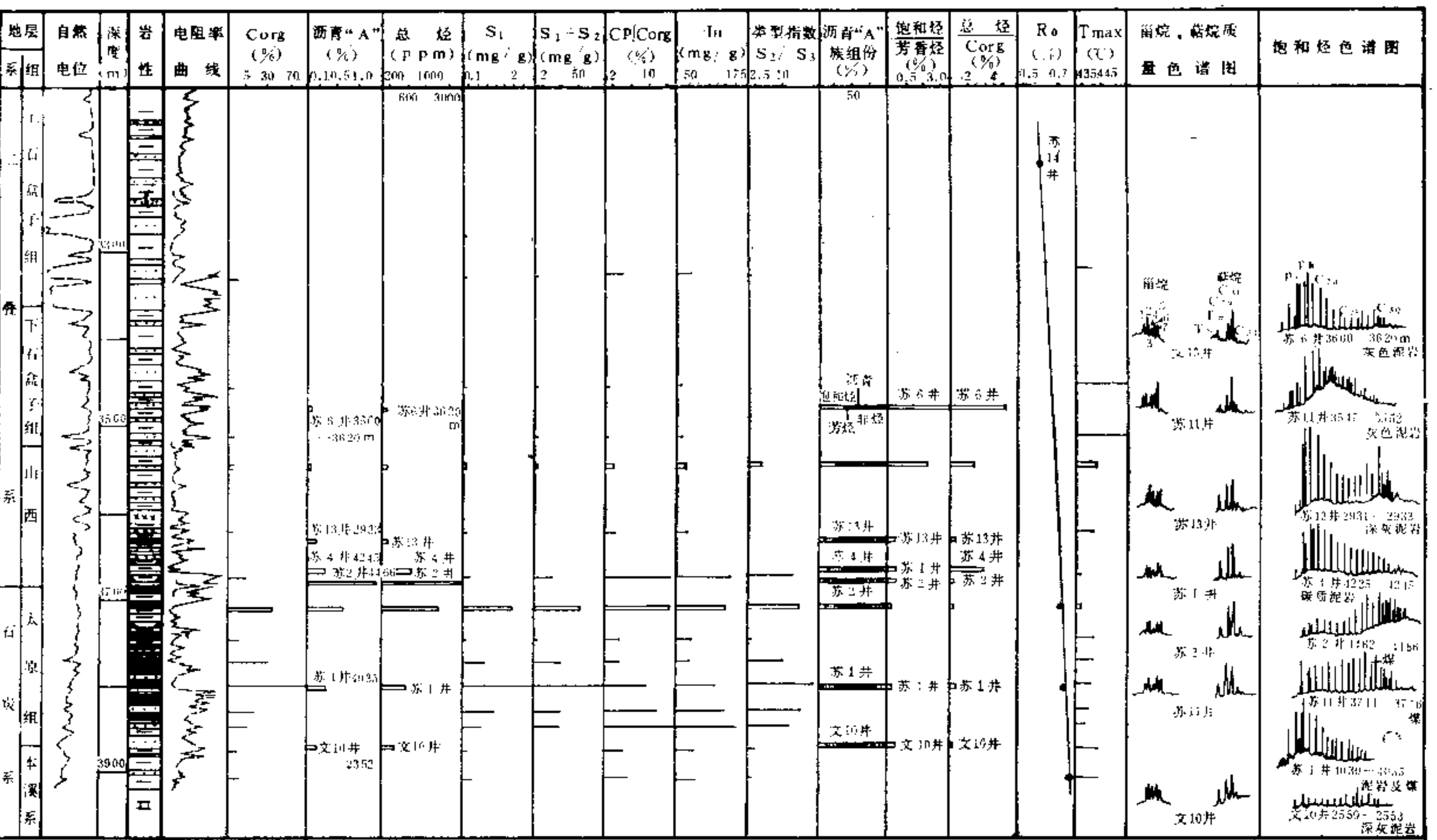


图 5-56 文安地区苏11井石炭-二叠系综合生油气剖面

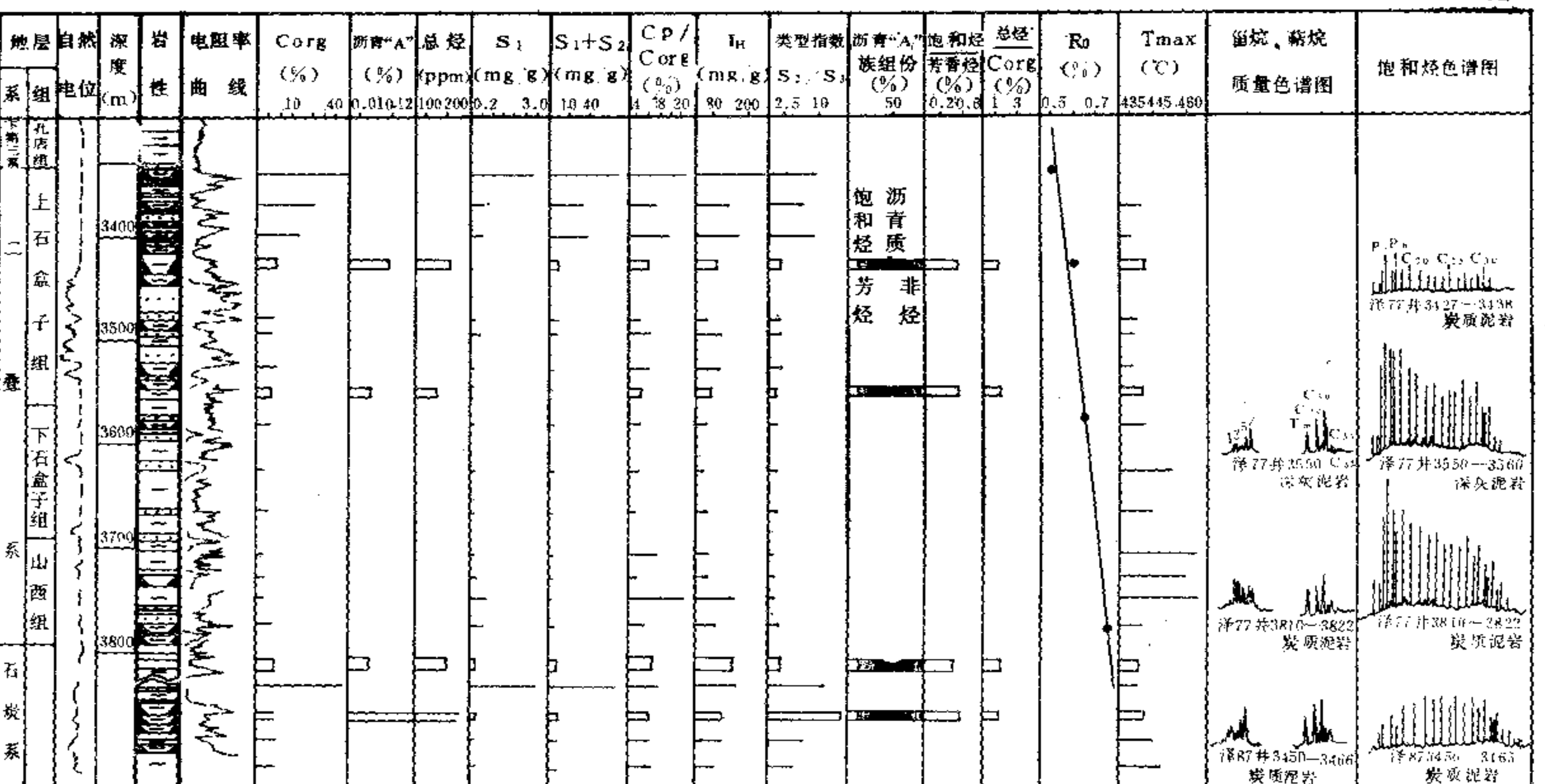


图 5-57　深县地区泽77-泽87石炭-二叠系综合生油气剖面

-二叠系煤系生油气岩的干酪根类型属Ⅲ型（表5-44）。但生油母质质量相对好。

表 5-44　石炭-二叠系煤系生气岩质量数据表

岩　性	干酪根 H/C	沥青"A" $\frac{1460}{1600}$ (cm^{-1})	$\frac{饱和烃}{芳香烃}$	$\frac{C_p}{C_{org}}$ (%)	$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{Pr}{Ph}$	干酪根镜下观察
煤	$0.64_{(1)}$ ①	$0.83_{(3)}$	$0.55_{(5)}$	$16_{(11)}$	$0.78_{(3)}$	$0.57_{(3)}$	$1.35_{(5)}$	Ⅲ$_{(1)}$
碳质泥岩	$0.61_{(1)}$	$0.83_{(1)}$	$0.80_{(3)}$	$9.2_{(9)}$	$0.91_{(5)}$	$0.56_{(5)}$	$1.21_{(6)}$	Ⅲ$_{(1)}$
深灰泥岩	$0.50_{(1)}$	$1.93_{(5)}$	$0.62_{(3)}$	$8.4_{(19)}$	$0.94_{(7)}$	$0.60_{(7)}$	$0.96_{(2)}$	Ⅲ$_{(1)}$
浅灰泥岩	/	$1.34_{(2)}$	$5.5_{(4)}$	$0.90_{(16)}$	$1.01_{(3)}$	$0.62_{(3)}$	$0.84_{(4)}$	
大同气肥煤					甚微	0.28	8.75	
平顶山肥煤					甚微	0.41	8.75	

①括号内数字为样品数。

（1）煤的最终裂解转化率(有效碳/有机碳）平均可达16%，即煤中的有机碳有16%转化为烃类，比廊固、霸县凹陷沙四段—孔店组Ⅲ型干酪根的有效碳/有机碳数值高一倍以上，比二叠系石盒子组灰色泥岩的数值高16倍，这说明煤中可裂解成烃的物质含量相对较高。据文安地区苏13井样品分析，煤中含有孢子—角质残植煤层，孢子—角质是好的生油气母质。

（2）生物标记化合物中5α-C_{27}（胆甾烷）及5α-C_{28}（麦角甾烷）含量比一般煤层，如大同、平顶山石炭-二叠系气、肥煤层含量高得多；植烷含量也相对较高，Pr/Ph<1.5，而大同、平顶山肥煤中的Pr/Ph>8。

（3）煤系生油气岩生成的烃类主峰碳数偏低，以轻烃类为主（图5-53)。

以上各点均说明了冀中地区煤系生油气层质量较好。

4.煤系地层油气是二次生成的

（1）二次生油气的依据

图5-58表明，石炭-二叠系煤系地层在现今埋深1500米到3000米间，其镜质体反射率（R_o）值不随埋深而变化，多数值为0.5～0.7%，这一特征说明了现今埋深小于3000米的石炭-二叠系，在第三系沉积以前其埋深曾达到过3000米，并开始生成油气，即所谓的一次生油气。但由于后期构造抬升使一次生油气过程中断。在第三系开始沉积后，石炭-二叠系虽再次被埋藏，但由于分析样品埋藏浅（小于3000米），地温低，还没有达到原来的最高热演化阶段，所以R_o值不随深度而变化。当埋深大于3000米时，则R_o值如同下第三系一样，随着埋深的增加而增加（图5-58)。当超过了其原先经历的热演化温度后，使石炭-二叠系又重新进入生油气过程，即所谓的二次生油气。

（2）二次生油气特点

1)石炭-二叠系生油气岩，虽然在第三系沉积以前已经过了约3亿年漫长的地质历史，但是因为多数地区埋藏浅，地温低，R_o值仅为0.5左右，只是在第三系沉积过程中，石炭-二叠系的R_o值随埋深的增加方达到0.7～1.1%的热演化阶段。因而能够和下第三系一样，大量生成油气。

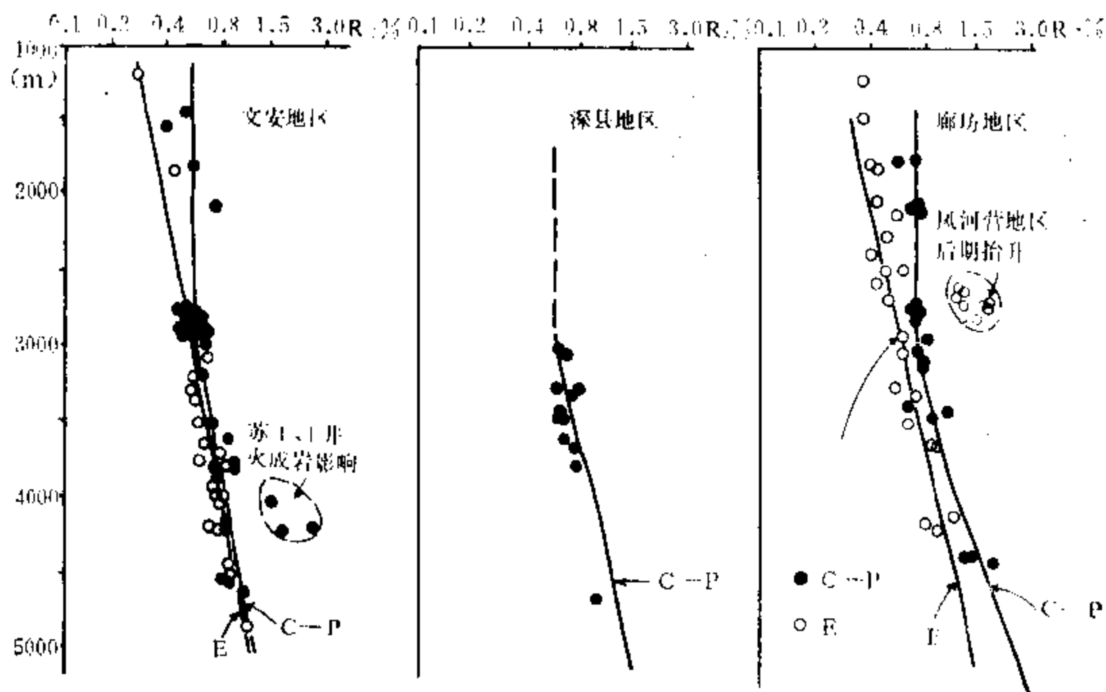


图 5-58 冀中石炭-二叠系，下第三系Ro与埋深关系曲线

廊坊地区的石炭-二叠系在第三系沉积以前，曾达到过较高的热演化阶段，R_o为0.7%，但由于第三纪经历了"早降、中抬、后埋（明化镇期）"的发展史，致使同一深度石炭-二叠系的R_o值比下第三系高（图5-58）。

2）冀中地区石炭-二叠系大部分处于中等生油气阶段（R_o为0.5～1.1%），只有在武清凹陷北部深凹槽中可能达到生成干气阶段（图5-54F）。

3）在有火成岩活动的局部地区R_o值偏高。例如：苏1、4井石炭-二叠系内有辉绿岩、玄武岩，使R_o值分别达到1.45%和2.45%；第三纪后期抬升地区如凤河营R_o值也偏高（图5-58）。

三、结论

冀中地区石炭-二叠系中煤层、碳质泥岩及部分深灰色泥岩是好的和比较好的生油气岩，在有石炭-二叠系分布的地区，奥陶系及二叠系潜山油气藏中，天然气和凝析油之所以丰富，是与该层系的油气源密切有关的。

二次生成油气的有利地区是文安、杨村斜坡和深县凹陷及其周边地区，较有利地区是廊固和里坦凹陷。

第七节 华北地区● 中上元古界及下古生界碳酸盐岩生油条件分析

本节所涉及范围较广，北自张家口下花园—昌平—承德—平泉一线，西到太行山东

● 包括京、津地区在内。

麓，东迄唐山一黄骅一德州一带，南至邯郸一大名地区❶。包括了冀北燕山褶皱带中段，冀中、黄骅、冀南地区以及沧县隆起，面积约150000平方公里。

本区中上元古界及下古生界碳酸盐岩分布极为广泛，油苗甚多。在华北地区能否找到“古生古储”型油气藏，近年来，已日益为人们所重视。这个问题要获得肯定的答案，首先要解决华北地区中上元古界和下古生界碳酸盐岩能否生油的问题。为此，采集了双洞、兴隆、蓟县、十三陵、唐山、曲阳、下花园等地区的地面露头样品及冀中66口钻井的岩芯、岩屑样品近300个，进行了14个项目共计1400多块次的样品分析。结果表明：本区中上元古界和下古生界碳酸盐岩生油是肯定的，大部分地区正处于生油或湿气阶段，在本区进行“古生古储”油气藏勘探是有希望的。

华北地区在中上元古代及下古生代为一陆表海，处于相对稳定的整体沉降阶段，沉积了一套海相碳酸盐岩及碎屑岩地层。总厚度为6000～14000米。其中中上元古界长城系主要为碎屑岩、蓟县系主要为藻白云岩、青白口系为碎屑岩夹碳酸盐岩。从长城系至青白口系组成了一个完整的沉积旋回，沉积中心在蓟县一带，厚达9400米。下古生界寒武系为一套海相泥页岩夹碳酸盐岩地层，厚约600米；奥陶系中、下统为一套石灰岩、白云质灰岩、泥灰岩沉积，在冀南地区夹石膏层。厚约600～700米。下古生界组成了第二个沉积旋回。中奥陶世以后，本区整体抬升，到中石炭世才开始又整体沉降接受海陆交替相沉积。中生界及其以后的强烈构造运动，使中上元古界及下古生界遭到剧烈形变及不同程度的剥蚀。在冀北地区下古生界大面积剥蚀，寒武一奥陶系仅保存在昌平、兴隆、承德和平泉等地区。在冀中坳陷中部，高阳一博野一线以西下古生界大面积缺失，以东在北区（廊固、霸县凹陷）和南区（深县、束鹿、晋县凹陷），下古生界保存比较多；在中区（饶阳凹陷和高阳低凸起）下古生界已经被剥蚀。冀南地区下古生界保存完整。

一、中上元古界及下古生界生油实例

1. 平泉双洞油苗和任丘白云岩晶洞油的油源岩为本层碳酸盐岩

(1)下寒武系府君山组油苗的油源

样品采自双洞赵杖子石灰场，油苗出露于一个孤立的溶洞内，洞宽8厘米，高4厘米。共洗出棕褐色稠油21.1克。有关分析数据列于表5-45中，由表可以看出油苗与本层白云岩抽提物对应关系较好。甾烷参数1、2、4及萜烷参数5、8、9，其对应差值均小于0.1，萜烷参数6差值为0.13，正异构烷烃、红外光谱、碳同位素以及饱/芳比值等数据都比较接近，表明两者有亲缘关系。

下马岭页岩的甾烷，萜烷参数，正、异构烷烃及碳同位素与油苗对应参数均较为接近，但甾烷、萜烷参数4、5、9，非烃及沥青质的红外光谱以及饱芳比等参数差值比较大。表明两者虽有一定的亲缘关系，但不如白云岩与油苗的对应关系好。

通过上述各项地球化学指标对比，可以确定府君山油苗主要来自本层白云岩，下马岭页岩也可能提供了部分油源。

(2)铁岭组油苗的油源

样品采自双洞背斜，油苗主要分布于铁岭组靠近顶部的深灰色石灰岩的裂缝和小溶洞中。

---

❶ 过去习惯上往往把这个地区笼统称为“华北地区”，但严格讲无论在地理或地质单元上，把本区称为“华北”是不确切的，为了遵重习惯及避免不必要的麻烦，本书仍用原称。

表 5-45　双洞油苗及生油岩综合地球化学指标对比表

取样点及井号	井深 (m)	层位	样品类别	甾烷 $\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$ 1	甾烷 $\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$ 2	甾烷 $\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$ 3	甾烷 $\frac{20S-C_{29}}{(20S-20R)C_{29}}$ 4	萜烷 $\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$ 5	萜烷 $\frac{T_m}{T_s}$ 6	萜烷 $\frac{C_{29}-Hop.}{C_{30}-Hop.}$ 8	萜烷 $\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{31}-HoP.}$ 9
双灰4	双洞露头	∈f	褐灰白云岩	0.90	0.61	0.68	0.42	0.31	0.82	0.59	0.38
双油5	双洞石灰场	∈f	晶洞油苗	0.80	0.59	1.10	0.51	0.37	0.95	0.62	0.36
双页1	双洞露头	Qnx	黑色页岩	0.81	0.68	0.56	0.36	0.26	0.80	0.59	0.78
双灰5	双洞露头	Jxt	黑灰色石灰岩	0.74	0.69	0.94	0.54	0.30	0.82	0.74	0.56
双油6	双洞硐底下	Jxt	晶洞油苗	0.83	0.61	1.24	0.53	0.33	0.78	0.74	0.53
浅牛6	1065.31～1067.96	Jxt	褐灰色白云岩	0.87	0.69	0.73	0.46	0.33	0.67	0.59	0.84
浅牛6	1102.75～1111.75	Jxh	灰色云质泥岩	0.96	0.67	0.79	0.49	0.27	0.87	0.56	0.90
双页3	双洞露头	Jxh	黑色页岩								
双油3	双洞基建洞	Jxw	晶洞油苗	1.02	0.67	0.99	0.50	0.36	0.51	0.67	0.86
双灰6	双洞露头	Jxw	灰色硅质白云岩	1.06	0.71	0.48	0.49	0.35	0.62	0.51	0.77

井号	饱和烃色谱 $\frac{Pr}{Ph}$	饱和烃色谱 $\frac{Pr}{nC_{17}}$	饱和烃色谱 $\frac{Ph}{nC_{18}}$	饱和烃色谱 $\frac{Pr+Ph}{n(C_{17}+C_{18})}$	主峰	δC^{13}(‰) 江汉油石学院	δC^{13}(‰) 华北油田研究院	红外光谱 非烃 $\frac{1380}{1460}$	红外光谱 非烃 $\frac{1460}{1600}$	红外光谱 沥青质 $\frac{1380}{1460}$	红外光谱 沥青质 $\frac{1460}{1600}$	烷烃 (%)	芳烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	饱芳比	备注
双灰4	0.50	0.45	1.09	0.74	C_{17}、$_{25}$	−26.7	−30.82	0.47	3.26	0.53	1.22	24.83	14.29	42.52	23.81	1.74	有*者为干酪根分析数据
双油5	0.78	0.82	1.59	1.00	C_{17}、$_{25}$	−29.1	−32.52	0.50	3.25	0.53	1.80	46.11	20.76	23.18	13.75	2.22	
双页1	0.50	0.67	1.00	0.86	C_{18}、$_{23}$		−32.00	0.70	3.01	0.58	1.65	30.74	6.97	54.10	5.74	4.41	
双灰5	0.61	0.52	1.24	0.82	C_{17}、$_{27}$	−29.1	−32.73	0.52	2.63	0.55	1.40	39.23	19.65	29.11	19.20	2.00	
双油6	0.81	0.89	1.14	1.01	C_{17}、$_{25}$	−28.3	−32.90	0.50	2.56	0.55	1.37	56.98	24.47	13.55	7.22	2.33	
浅牛6	0.57	0.77	1.50	1.11	C_{25}、$_{17}$							35.70	9.81	32.36	10.65	3.64	
浅牛6	0.50	0.70	1.81	1.18	C_{17}、$_{25}$							23.84	22.22	34.94	11.57	1.07	
双页3	0.79	0.70	1.10	0.86	C_{17}、$_{25}$		−30.92*	0.52	4.84			37.45	6.60	23.62	4.47	5.67	
双油3	1.08	0.72	0.85	0.78	C_{17}、$_{24}$	−28.2	−30	0.52	3.32			47.24	3.35	11.81	40.45	14.1	
双灰6	0.69	0.66	1.70	1.03	C_{27}、$_{17}$	−27.8		0.53				48.92	10.48	33.87	6.99	4.67	

油苗油的各项地球化学参数值与本层石灰岩对应关系极好。甾烷、萜烷除运移参数"3"(表5-45)之外，各参数差值都在0.1以下，正异构烷烃、碳同位素、红外光谱、饱/芳比等参数值也很接近，表明两者亲缘关系密切，说明油源主要来自本层石灰岩。

下马岭及洪水庄组页岩的甾、萜烷、正异构烷烃、碳同位素等数值与铁岭组油苗也比较接近。但萜烷参数8、9、红外光谱及饱/芳比相差较大，因此，铁岭组油苗与上覆下马岭组及下伏洪水庄组页岩的亲缘程度远不如与本层石灰岩的亲缘程度。

铁岭组碳酸盐岩厚达400多米，既是生油岩，又是储集层，其上下地层均为页岩，构成了一个理想的生储盖组合。在冀北地区已发现的32处油苗点中，有19处集中于铁岭组，占59%。仅在双洞背斜轴部的铁岭组顶部就发现了连片的油苗7处。

(3)雾迷山组油苗的油源

从表5-45可以看出，油苗油与本层白云岩抽提物的甾、萜烷、红外光谱、碳同位素等参数均较为接近。与洪水庄组页岩的正异构烷烃、红外光谱、甾、萜烷等参数值(浅牛6井)也较为接近。说明雾迷山组油苗油源除主要来自本层白云岩外，还可能有部分来自洪水庄组页岩。

雾迷山组白云岩在冀北坳陷厚达2800米，也是油苗的重要产层，已发现油苗点10处。上覆洪水庄组页岩厚近百米。构成了一套较好的生储盖组合。

(4)任丘潜山油田任28井雾迷山组岩芯晶洞原油的油源。

从任28井岩芯剖面上先后采集晶洞原油样两个，外表观察含油小晶洞与外部不连通。荧光薄片镜下观察全呈亮黄色，与双洞铁岭组油苗的发光特征相同，而与第三系原油的发光特征有明显差别。晶洞原油与本层白云岩抽提物的甾、萜烷分布特征也十分相似。其主要特点是：$5\alpha\text{-}C_{27}<5\alpha\text{-}C_{28}$，$5\alpha\text{-}C_{28}<5\alpha\text{-}C_{29}$，$\gamma$-蜡烷$<C_{31}$藿烷。与第三系生油岩及任丘潜山油藏原油的相应参数值则刚好相反，说明了任28井雾迷山组晶洞原油来自本层白云岩(表5-46)。

另外，在任丘潜山油田任813井奥陶系、任75井府君山组也发现晶洞和晶间孔隙带含油。经分析，其油源也均来自本层石灰岩或白云岩(表5-46)。

2.兴隆大东沟奥陶系冶里组油苗油源

兴隆油苗产在大东沟断层附近奥陶系冶里组石灰岩的裂缝和孔洞中。岩石全被油浸染，呈棕褐色。对油苗油和岩石的抽提物进行了饱和烃色谱和色质分析(图5-59、图5-60)，分析表明油苗油的正烷烃分布、主峰碳数、轻重比、OEP值、Pr/Ph值及甾、萜烷参数1、2、5、7、8、10、11与石灰岩对应参数值均十分接近，具有较好的可比性。油源主要来自本组石灰岩。

3.唐山范各庄奥陶系马家沟组晶洞油苗油源

唐山范各庄油苗产于奥陶系马家沟组深灰色豹皮灰岩的晶洞中。晶洞与外界不连通。晶洞油呈浅黄色，质轻、易挥发。其产状已表明油苗油源岩为本层石灰岩。

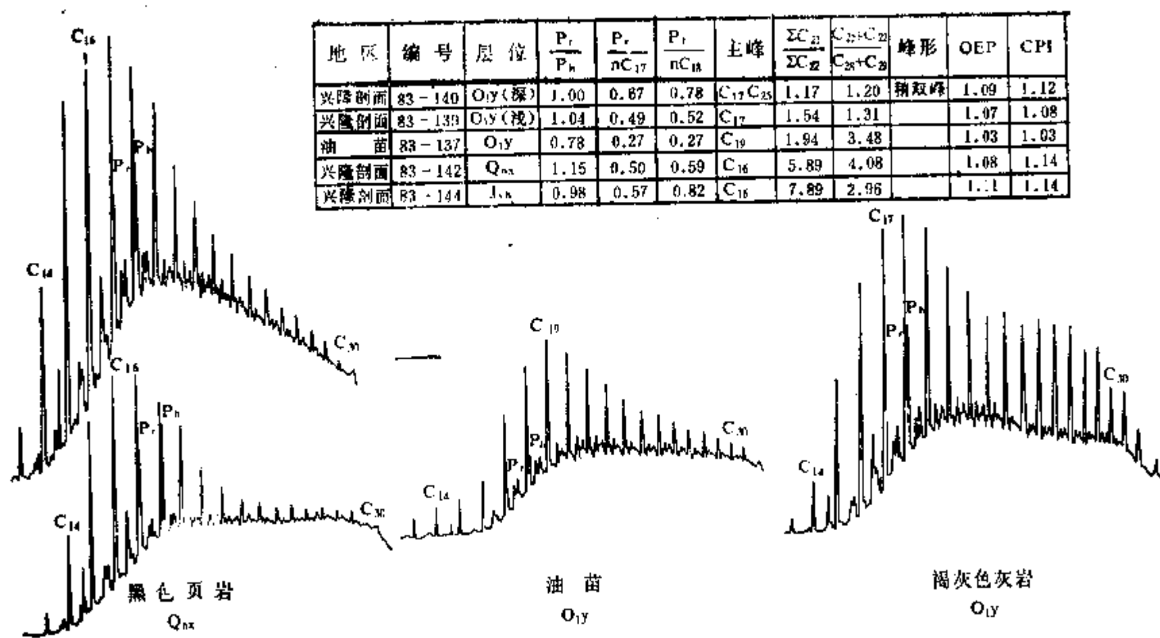
晶洞油苗色谱图呈双峰，前峰群高，主峰为C_{12}；后峰群低，主峰为C_{26}，C_{20}、C_{21}及C_{22}含量较低，处于峰谷。与本层石灰岩抽提物色谱图极为相似(图5-61A)。晶洞油的甾烷、萜烷分布特征及各项参数与本层石灰岩抽提物的相应参数值也较为相似(图5-61B)。晶洞油的碳同位素为-31.89‰，本层石灰岩为-32.29‰，两者也很接近，而与第三系原油的碳同位素值(一般为-28‰左右)则相差较大。

表 5-46 任丘油田潜山原油、碳酸盐岩与泥岩的地球化学参数对比表

井号	井深 (m)	层位	样品类别	甾烷				
				$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$	$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)C_{29}}$%	$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$%
				1	2	3	4	5
任28井	3214.4～3367.13	Jxw	晶洞原油	0.94	0.61	0.78	45.00	19.00
任28井	3311.4～3398	Jxw	褐灰白云岩	0.90	0.60	0.41	46.00	24.00
任28井	3509.79～3512.2	Jxw	深灰斑状白云岩	0.95	0.62	0.60	39.13	25.81
任28井	3265.02～3268.35	Jxw	晶洞原油	0.73	0.54	0.86	40.23	20.81
任观2	3073.28～3077.03	Jxw	深灰硅质白云岩	0.76	0.57	0.71	43.08	22.62
任813	3476.58～3477.98	O	晶间孔条带状含油石灰岩	0.89	0.52	0.75	46.09	14.18
任813	3476.58～3477.98	O	不含油褐灰色石灰岩	0.93	0.60	0.76	45.57	15.96
任823	3497.32～3501.35	O	油浸石灰岩	0.74	0.50	0.58	37.63	17.70
任813	3495.32～3505.38	O	褐灰色石灰岩	0.85	0.65	0.73	44.68	20.34
任75井	3245.08～3248	$Є_{1f}$	深灰色白云岩	0.83	0.52	0.47	39.47	19.15
任75井	3268.8～3311.4	$Є_{1f}$	原油	0.97	0.62	0.82	42.57	24.06
任41井	3360.35～3364.48	$Є_{2f}$	深灰色泥质白云岩	1.00	0.68	0.83	43.06	26.53
任96井	3444～3491	Es_1	深灰泥岩＋油页岩	1.30	0.79	0.43	33.63	22.18
任96井	3876～3920	Es_3	深灰色泥岩	1.43	0.81	0.38	35.09	20.83
任31井	3337.04～3409.01	Jxw	原油	1.24	0.89	0.66	47.83	29.59
任11井	2726～2795	Jxw	原油	1.28	0.90	0.80	46.00	33.60
任247井	3193.39～3264	Jxw	原油	1.50	0.88	0.64	45.33	31.73
任803井	3260～3308	Es_3	灰色泥岩	1.00	0.70	0.43	17.95	24.00
任84井	3400～3438	Es_3	灰色泥岩	1.29	0.78	0.50	26.10	25.80
鄚2井	4111～4124	Es_3	深灰黑、灰色泥岩	1.47	0.70	0.96	62.22	41.56
鄚2井	4380～4388	Ek	灰色泥岩	1.30	0.81	0.55	43.00	26.80
任76井	3200.3～3232.1	O	原油	1.13	0.69	0.59	42.42	25.58

续表

井号	萜烷				异戊二烯烷烃			正构烷烃		
	$\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{C_{30}-Hop.}{(C_{29}+C_{30})-Mor.}$	$\frac{C_{29}-Hop.}{C_{30}-Hop.}$	$\frac{Y-蜡烷}{C_{31}-Hop.}$	$\frac{Pr}{Ph}$	$\frac{Pr}{nC_{17}}$	$\frac{Ph}{nC_{18}}$	主峰	OEP	CPI
	6	7	8	9						
任28井	1.17	4.25	0.55	0.61	0.28	0.70	1.78	C_{25}	1.07	
任28井	0.95	4.25	0.64	0.85	0.49	0.71	1.58	$C_{17、29}$	1.18	
任28井	1.25	4.47	0.49	0.86	0.42	0.57	1.04	$C_{19、29}$	1.03	1.11
任28井	1.33	5.17	0.55	0.63	0.41	0.57	1.14	C_{25}	1.05	1.09
任观2	1.43	4.97	0.48	0.81	0.48	0.52	0.88	$C_{21、29}$	1.01	1.04
任813	1.11	3.11	0.63	0.57	0.47	0.52	0.85	C_{27}	1.05	1.07
任813	1.10	2.42	0.67	0.71	0.48	0.55	0.93	$C_{29、23}$	1.06	1.08
任813	1.06	3.37	0.63	0.48	0.52	0.53	0.83	C_{23}	1.09	1.09
任813	0.93	3.50	0.67	0.57	0.55	0.52	0.86	$C_{29、19}$	1.05	1.08
任75井	1.61	3.63	0.69	0.45	0.50	0.60	1.03	$C_{19、29}$	1.05	1.09
任75井	1.23	3.12	0.48	0.74	0.58	0.80	1.57	$C_{29、23}$	1.01	1.02
任41井	1.09	3.08	0.64	0.73	0.49	0.47	0.82	$C_{19、28}$	1.20	1.05
任96井	2.12	3.74	0.36	1.23	0.31	1.09	3.03	C_{27}	0.93	1.01
任96井	2.14	3.81	0.37	1.20	0.47	0.90	2.16	C_{17}	0.96	1.05
任31井	1.50	4.25	0.49	1.26	0.50	0.99	2.16	C_{22}	0.99	1.02
任11井	1.26	4.40	0.63	0.77	0.48	0.79	1.77	C_{17}	1.01	1.09
任247井	1.52	2.93	0.59	1.30	0.38	1.15	2.94	C_{22}	0.99	1.07
任803井	1.75	3.00	0.37	1.75	0.34	1.17	4.64	$C_{17、22}$	1.02	1.43
任84井	2.00	1.90	—	—	0.59	1.14	2.02	C_{19}		
鄚2井	—	0.88	0.90	0.67	1.04	0.40	0.46	C_{17}	1.04	1.12
鄚2井	—		—	—	0.82					
任76井	0.89	5.27	0.61	0.56	0.77	0.71	0.85	C_{22}	1.03	1.13



地区	编号	层位	$\frac{P_r}{P_h}$	$\frac{P_r}{nC_{17}}$	$\frac{P_h}{nC_{18}}$	主峰	$\frac{\Sigma C_{21}}{\Sigma C_{22}}$	$\frac{C_{21}+C_{22}}{C_{28}+C_{29}}$	峰形	OEP	CPI
兴隆剖面	83－140	O_1y(深)	1.00	0.67	0.78	$C_{17}C_{25}$	1.17	1.20	稍双峰	1.09	1.12
兴隆剖面	83－139	O_1y(浅)	1.04	0.49	0.52	C_{17}	1.54	1.31		1.07	1.08
油苗	83－137	O_1y	0.78	0.27	0.27	C_{19}	1.94	3.48		1.03	1.03
兴隆剖面	83－142	Q_{nx}	1.15	0.50	0.59	C_{16}	5.89	4.08		1.08	1.14
兴隆剖面	83－144	J_{1x}	0.98	0.57	0.82	C_{16}	7.89	2.96		[illegible]	1.14

图 5-59 兴隆奥陶系治里组油苗和碳酸盐岩及青白口系下马岭组页岩饱和烃色谱对比图

地区	层位	样品种类	甾烷				萜烷					
			$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{20S\ C_{29}}{(20S+20R)-C_{29}}$	$\frac{(\beta-14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$	$\frac{Tm}{Ts}$	$\frac{C_{30}-Hop.}{(C_{29}+C_{30})-Mor}$	$\frac{C_{29}\ Hop.}{C_{30}\ Hop.}$	$\frac{\gamma-蜡烷}{C_{31}\ Hop.}$	$\frac{22S-C_{31}}{22R-C_{31}}$	$\frac{22S-C_{32}}{22R-C_{32}}$
			1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
兴隆剖面	O_1y	褐灰色灰岩	1.05	0.67	0.43	0.25	3.45	2.55	0.59	0.19	1.30	1.45
兴隆剖面	O_1y	褐灰色灰岩	[illegible]	0.58	0.41	0.26	2.33	3.13	[illegible]	0.21	1.35	1.29
兴隆剖面	O_1y	油苗	0.94	0.63	0.26	0.25	1.64	3.19	0.72	0.40	1.19	1.28
兴隆剖面	Q_{nx}	黑色页岩	0.85	0.59	0.43	0.24	1.20	[illegible]	0.40	0.36	1.05	2.07
兴隆剖面	J_{1xh}	黑灰色页岩	0.85	0.64	0.41	0.26	0.54	4.45	0.43	0.40	0.88	1.43

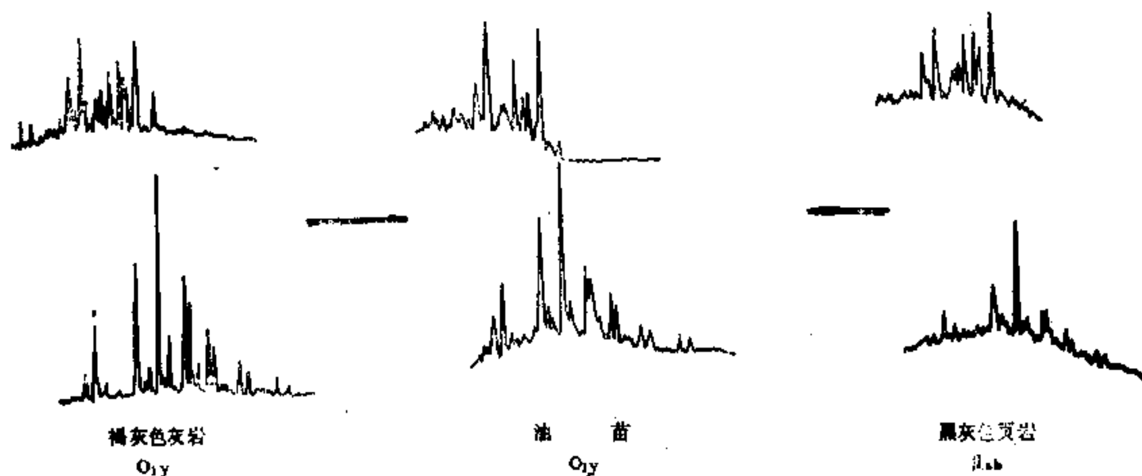
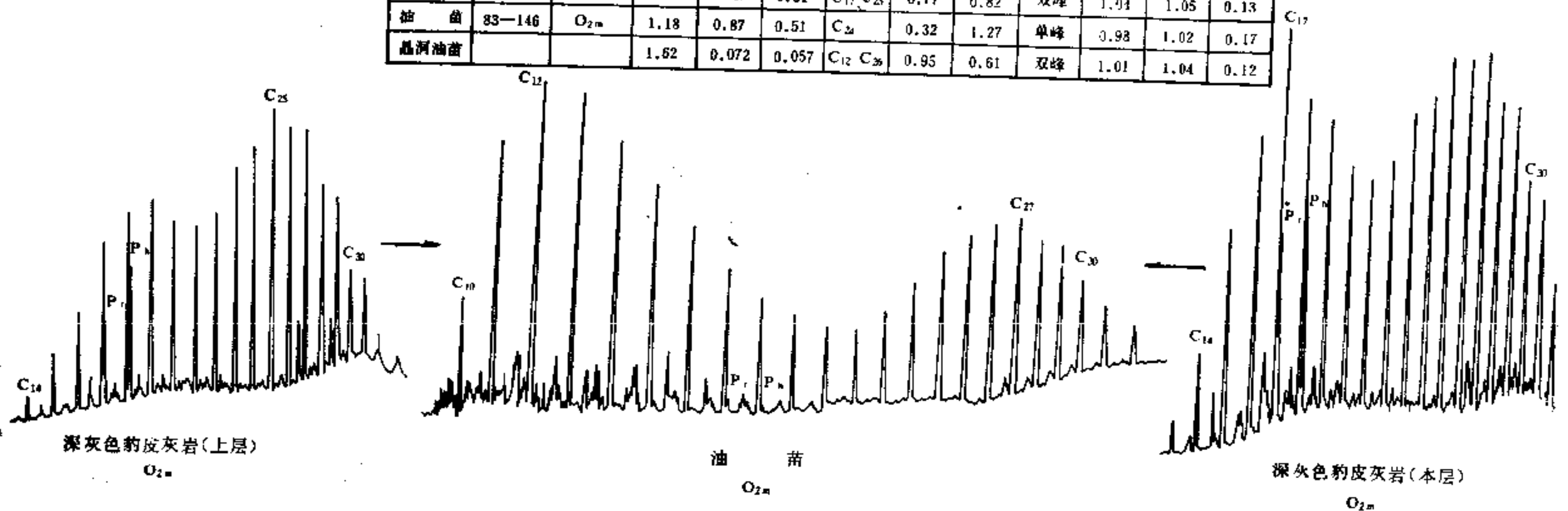


图 5-60 兴隆奥陶系治里组油苗和碳酸盐岩及下马岭组页岩甾烷、萜烷对比图



地区	编号	层位	$\frac{P_r}{P_h}$	$\frac{P_r}{nC_{17}}$	$\frac{P_h}{nC_{18}}$	主峰	$\frac{\Sigma C_{21}}{\Sigma C_{22}}$	$\frac{C_{21}+C_{22}}{C_{28}+C_{29}}$	峰形	OEP	CPI	$\frac{nC_{27}前}{nC_{27}}$
唐山剖面	83—149	O_{2m}(上层)	0.62	0.51	0.71	C_{25} C_{10}	0.37	0.93	双峰	1.06	1.09	0.25
唐山剖面	83—148	O_{2m}(本层)	0.97	0.47	0.61	C_{17} C_{25}	0.77	0.82	双峰	1.04	1.05	0.13
油苗	83—146	O_{2m}	1.18	0.87	0.51	C_{24}	0.32	1.27	单峰	0.98	1.02	0.17
晶洞油苗			1.62	0.072	0.057	C_{12} C_{26}	0.95	0.61	双峰	1.01	1.04	0.12

图 5-61A 唐山奥陶系马家沟组油苗和碳酸盐岩饱和烃色谱对比图

地区	编号	层位	样品种类	甾烷				萜烷					
				$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{20S-C_{29}}{(20S+20R)C_{29}}$	$\frac{(5\beta+14\beta)-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$	$\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{C_{30}-Hop.}{(C_{29}+C_{30})-Mor.}$	$\frac{C_{29}-Hop.}{C_{30}-Hop.}$	$\frac{\gamma-蜡烷}{C_{31}-Hop.}$	$\frac{22R-C_{31}}{22S-C_{31}}$	$\frac{22S-C_{32}}{22R-C_{32}}$
				1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
唐山剖面	83－149	O_{2m}	深灰色豹皮灰岩(上层)	1.10	0.61	0.42	0.22	1.12	5.05	0.38	0.30	1.18	1.18
唐山剖面	83－118	O_{2m}	深灰色豹皮灰岩(本层)	0.77	0.46	0.34	0.29	1.29	4.22	0.53	0.20	1.27	1.45
唐山剖面	83－146	O_{2m}	油苗	0.98	0.65	0.44	0.33	1.34	4.02	0.54	0.17	1.34	1.40

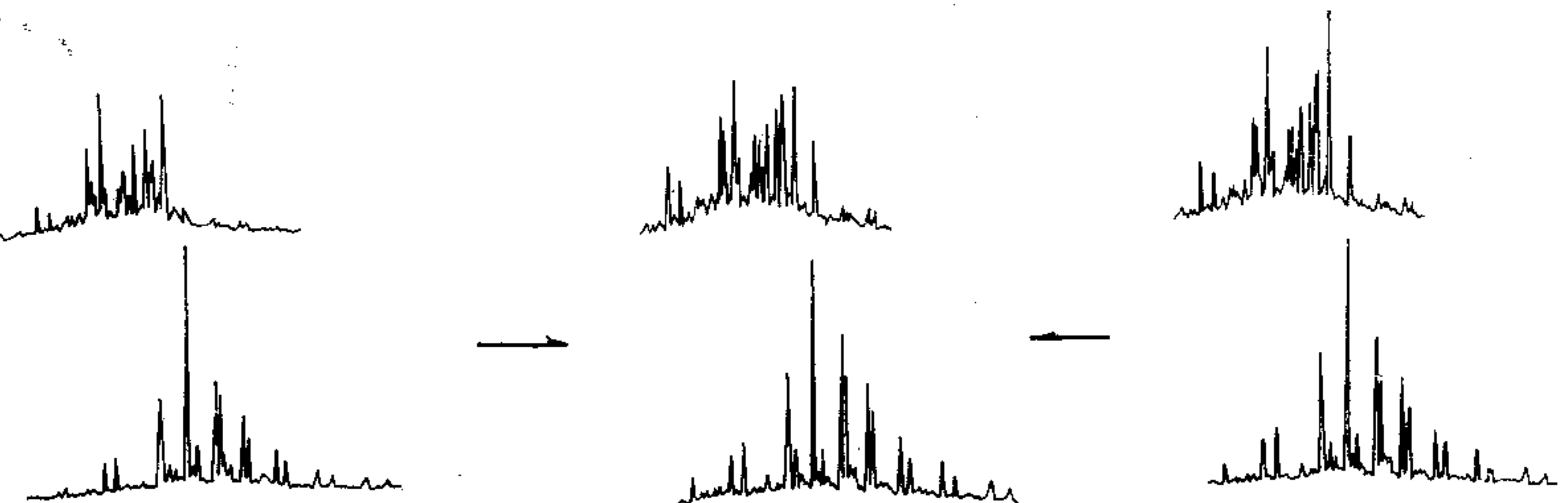


图5-61B　唐山奥陶系马家沟组油苗和碳酸盐岩甾烷、萜烷对比图

通过上述对比，证实了马家沟组石灰岩晶洞油苗油源岩为本层石灰岩。

4.张家口下花园地区下马岭组页岩具有良好的生油条件

该区曾在下马岭组页岩层面上发现多处含油。对采集的六块样品进行系统分析后，证明该区的下马岭组页岩具有良好的生油条件。

（1）有机质丰度高

下马岭组页岩及白云岩结核的有机质丰度指标列于表5-47。页岩有机碳含量平均达3.43%，氯仿沥青“A”含量平均为0.34%，总烃含量平均为1110ppm。上述三项丰度指标均超过了冀中坳陷下第三系生油岩指标值，达到了好生油岩的标准。

表 5-47　下花园地区下马岭组页岩有机质丰度表

编号	岩性	C_{org} (%)	沥青“A” (%)	烃 (ppm)	沥青“A”/C_{org} (%)	烃/C_{org} (%)
84-4	黑色沥青饼	6.07	0.8590	3110	14.15	5.12
84-5	灰绿色页岩	0.55	0.0803	312	14.60	5.68
84-6	黑灰色页岩	1.92	0.1599	601	8.33	3.13
84-7	黑色碳质页岩	5.18	0.2546	1046	4.92	2.02
84-8	灰褐色白云石结核	0.22	0.0767	480	34.86	21.80
页岩	平均值	3.43	0.3385	1110	10.50	3.99

（2）热演化程度低

有关下马岭组页岩成熟度参数列于表5-48，从各项成熟度参数来看，成熟度不高，一部分刚刚进入生油阶段；另一部分则处于大量生油的前期。

表 5-48　下花园地区下马岭组页岩热解色谱及有关成熟度参数表

编号	岩性	沥青反射率 R_o(%)	H/C	OEP	主峰	热解色谱 T_{max} (°C)	S_1 (mg/g)	S_2 (mg/g)	I_H (mg/g)	C_p/C_{org} (%)	S_1+S_2 (kg/t)
84-4	黑色沥青饼	0.53		1.05	C_{18}	442	3.13	32.58	536	49	35.71
84-5	灰绿色页岩			1.02	C_{17}	435	0.26	1.10	200	20	1.36
84-6	黑灰色页岩			0.98	C_{17}	431	0.62	6.02	313	29	6.64
84-7	黑色碳质页岩	0.38	1.09	1.04	C_{17}	431	1.12	23.00	444	39	24.12
84-8	灰褐色白云石结核	0.42	1.13	1.01	C_{18}	432	0.18	0.30	136	18	0.48
页岩	平均值	0.46	1.09	1.02	C_{17}	435	0.58	15.68	373	34.25	17.00

（3）生油母质质量好

下马岭组页岩如表5-48、表5-47所示，有机质质量好、烃含量为312～3100ppm，转化率（“A”/C_{org}）为4.92～14.60%，烃/有机碳为2.02～5.68。热解氢指数I_H为200～536毫升烃/克有机碳，可转化为烃的有效碳C_p/C_{org}为20～49%。上述指标均达到了Ⅱ₁类生油岩标准，与冀中坳陷下第三系好生油岩相当。生油潜量平均为17千克烃/吨岩石，而松辽盆

地下白垩统生油岩平均为18千克烃/吨岩石。

二、碳酸盐岩生油条件分析

1.有机质丰度

（1）碳酸盐生油岩有机质丰度的分级标准

目前国内外都采用有机碳百分含量来作为有机质丰度指标。但所采用的标准值有所差别，蒂索认为“0.3%的有机碳是碳酸盐岩型生油层的下限”。法国埃尔夫公司认为碳酸盐岩含量大于45%时，有机碳应大于0.24%。我国一般以0.1%有机碳值作为指标下限，华北地区的碳酸盐岩生油层下限值则是按区内已确认的生油岩的有机碳含量来确定的。即通过上述油源对比，确定的与油苗、晶洞油及古油藏有亲缘关系岩层的有机碳、氯仿沥青和总烃的最低含量（表5-49）。奥陶系有机碳为0.07%、氯仿沥青“A”为0.0059%烃为27ppm；寒武系有机碳为0.07%、氯仿沥青“A”为0.0089%、烃为33ppm；雾迷山组有机碳为0.05%、氯仿沥青“A”为0.0051%、烃为21ppm。表5-49中的志留系灰色微晶灰岩是美国样品，他们已确认为生油岩，其有机碳含量为0.09%。按此，定出华北地区碳酸盐岩生油的有机质丰度下限值：有机碳为0.05%，氯仿沥青“A”为0.005%，烃为20ppm，详见表5-50。对于时代较晚的碳酸盐生油岩下限值应稍高一些。

（2）各层系的有机质丰度

从各层系有机质丰度总平均值来看(表5-51)，均达到较好生油岩标准。各层系间相比较，综合三项指标值来看是奥陶系好于寒武系，寒武系好于中上元古界。从平面分布特征看，下古生界寒武、奥陶系有机质丰度具有北部高、中部低、南部又稍高的特点，冀中中部丰度值最低。中上元古界在冀南地区尚未钻遇，情况不详，从现有资料来看霸县以北地区高于以南地区。

中上元古界页岩有机碳含量比较高，平均为0.87%，与下第三系生油岩大体相当，为碳酸盐岩的6～8倍。氯仿沥青“A”和烃含量相应也高。其区域分布特点与碳酸盐岩相似，由北向南逐渐降低(表5-51)。

（3）与南方碳酸盐岩有机质丰度对比

华北地区奥陶系有机碳为0.13%，氯仿沥青“A”为0.021%，烃为108ppm；而南方碳酸盐岩的有机碳一般小于0.1%，氯仿沥青“A”一般小于0.005%，四川烃含量仅24ppm，只有华北的四分之一。河北地区寒武系有机碳为0.1%，大于四川和江汉，低于黔南和浙江；氯仿沥青“A”为0.0171%，南方含量高的四川仅为0.0077%，河北为四川的2.5倍，烃含量为92ppm，河北为江汉(25ppm)的3.6倍。中上元古界河北地区有机碳为0.12%，大于四川，低于其它各省；氯仿沥青“A”为0.0095%，烃为52ppm，与滇黔桂相当，约为江汉的1.5～1.8倍(表5-52)。

综上所述，华北地区碳酸盐岩的有机碳含量与南方大体相当，但氯仿沥青“A”和烃含量却比南方许多地区高得多，约为南方的2～4倍。

2.有机质的热演化

对碳酸盐生油岩有机质的热演化程度目前还缺乏一个确切的划分标准。华北石油研究院采用热解色谱方法来研究碳酸盐岩的有机质演化程度，并通过最高热解峰温与沥青反射率、氢碳原子比、自由基浓度之间的关系，初步确定了评价成熟度的标准(表5-53)。

（1）热演化分区

表 5-49 碳酸盐岩生油岩有机质丰度

地区	层位		井号或样品号	采样点或井段	岩性	有机碳 (%)	沥青"A" (%)	饱和烃+芳烃 (%)	总烃 (ppm)	沥青"A"/Corg (%)	总烃/Corg (%)	备注
	系	组										
平泉	寒武	府君山	双 灰 4	地面露头	褐灰色白云岩	0.14	0.0089	39.12	35	6.35	2.50	与双洞府君山油苗有亲缘关系
双洞	蓟县	铁 岭	双 灰 5	地面露头	深灰色石灰岩	0.28	0.0697	58.88	410	24.89	14.64	与双洞铁岭组油苗有亲缘关系
	蓟县	雾迷山	双 灰 6	地面露头	褐灰硅质白云岩	0.09	0.0088	59.40	52	9.78	5.78	与双洞雾迷山组油苗有亲缘关系
兴隆	奥陶	冶 里	83—139	地面露头	褐灰色石灰岩	0.07	0.0168	55.25	93	24.00	13.29	与兴隆奥陶系冶里组油苗有亲缘关系
	奥陶	冶 里	83—140	地面露头	褐灰色石灰岩	0.21	0.0208	33.74	70	9.90	3.33	
唐山	奥陶	马家沟	83—148	地面露头	深灰色豹皮灰岩	0.12	0.0139	50.58	90	11.58	5.83	与唐山奥陶系马家沟组晶洞油苗有亲缘关系
	奥陶	马家沟	83—149	地面露头	深灰色豹皮灰岩	0.09	0.0059	45.20	27	6.56	3.00	
冀中	奥陶		任 813	3476.58～3477.98	褐灰色石灰岩	0.12	0.0357	73.32	261	29.75	21.81	与任813井奥陶系条带油有亲缘关系
	奥陶		任 813	3495.32～3505.38	褐灰色石灰岩	0.09	0.0105	48.85	51	11.67	5.70	
	寒武	府君山	任 41	3360.35～3364.48	深灰泥质白云岩	0.23	0.0214	40.53	87	9.30	3.77	与任75井寒武系府君山组稠山原油有亲缘关系
	寒武	府君山	任 75	3245.08～3248.99	深灰色白云岩	0.16	0.0113	50.40	57	7.06	3.56	
	寒武	府君山	任 75	3303.24～3310.71	褐灰色白云岩	0.07	0.0091	35.92	33	13.00	4.67	
	蓟县	雾迷山	任观 2	3073.28～3077.03	深灰硅质白云岩	0.05	0.0051	41.02	21	10.20	4.18	与任28井蓟县系雾迷山组晶洞油有亲缘关系
	蓟县	雾迷山	任 28	3509.97～3512.20	深灰斑状白云岩	0.07	0.0062	50.22	31	8.86	4.45	
	蓟县	雾迷山	任 28	3311.4～3398	褐灰色白云岩	0.05	0.0054	43.46	23	10.80	4.69	
美国	志留		L—井$_3$	3680～3690	灰色隐晶灰岩	0.09	0.0569	73.29	417	63.22	46.33	美国密西根盆地Onondaga油田，R_o为0.75已确认为生油岩

表 5-50　华北地区中、上元古界—下古生界碳酸盐岩生油岩评价标准

生油岩级别	有机碳 (%)	氯仿沥青 "A"(%)	总烃 (ppm)	备注
Ⅲ类差生油岩	0.05～0.10	0.005～0.0100	20～50	
Ⅱ类较好生油岩	0.10～0.20	0.010～0.020	50～100	
Ⅰ类好生油岩	>0.20	>0.02	>100	

奥陶系：碳酸盐岩热解峰温最高为463℃，介于455～463℃之间的地区有刘村—深泽、大城凸起和曲阳地区，属凝析油湿气阶段；绝大部分地区处于430～455°C之间，属生油高峰阶段(图5-62)。

寒武系：碳酸盐岩热解峰温最高为486℃，476～486℃之间的样品数占7%，分布在冀中南部藁城和深泽低凸起上，属生气阶段；介于455～476℃之间的样品数占25%，属凝析油和湿气阶段，分布在南部的邢台、藁城、深泽、大城、任丘以及牛驼镇凸起南北两侧等局部地带。低于455℃的样品数占68%，这表明寒武系大部分地区仍处在生油期(图5-63)。

中上元古界：热解峰温最高为518℃，介于476～518℃的样品数占15%，属于生干气阶段，主要分布在容城、高阳、大城凸起和凤河营等潜山带上。介于455～476°C之间的属凝析油湿气阶段，分布在冀中到蓟县、昌平等广大地区。这表明中上元古界热演化程度明显高于下古生界(图5-64)。

中上元古界页岩热解峰温最高为505℃，沥青反射率为2.34，属于生气阶段，主要分布在凤河营潜山带上。热解峰温介于455～505℃之间的地区有平泉双洞、蓟县、固安等地区。

总之，地层时代越老，有机质成熟度越高，即中上元古界高于寒武系，寒武系又高于奥陶系。

(2)与南方碳酸盐岩有机质热演化程度对比

华北地区碳酸盐岩有机质成熟度普遍低于南方，主要表现在：

1)油苗分布　华北地区下古生界到中上元古界存在大量油苗，而南方下古生界液态油苗甚少，大都为高变质沥青和石煤。

2)沥青反射率　华北地区最古老的中上元古界页岩个别样品R_o可达2.73%，平均为1.66%。碳酸盐岩平均值在1.0%左右。南方除贵州凯里地区奥陶系的R_o为1.09%，与华北大致相当外，其它地区R_o均大于2.0%，一般在4～5%，最高为7.2%。

3)氢碳原子比　华北地区干酪根的氢碳原子比，奥陶系为1.06，寒武系为0.98，中上元古界为0.64。南方除贵州凯里地区奥陶系为0.90、与华北地区相应层位较为接近外，其余地区均较小。如广西泥盆系为0.19，二叠系为0.63。

4)最高热解峰温　华北地区各层系的平均值为440～456℃。贵州凯里奥陶系为454℃，与华北地区相近。浙江、江苏下古生界和中上元古界为472～494℃，比华北地区高得多。

5)转化率("A"/C)

华北地区各层系碳酸盐岩转化率平均值为9.1～17.1%，四川及滇黔桂广大地区分别为0.7、5.5%，比华北地区低很多。

表 5-51 华北地区下古生界—中上元古界碳酸盐岩及页岩有机质丰度数据表

层位 地区	奥陶系				寒武系				中上元古界				中上元古界(页岩)			
	有机碳 (%)	沥青"A" (%)	总烃 (PPm)	沥青"A"/有机碳 (%)	有机碳 (%)	沥青"A" (%)	总烃 (PPm)	沥青"A"/有机碳 (%)	有机碳 (%)	沥青"A" (%)	总烃 (PPm)	沥青"A"/有机碳 (%)	有机碳 (%)	沥青"A" (%)	总烃 (PPm)	沥青"A"/有机碳 (%)
冀北地区	0.15 (11)①	0.0144 (4)	65 (4)	13.01 (4)	0.13 (7)	0.0098 (3)	69 (2)	10.45 (3)	0.122 (12)	0.0105 (12)	63.4 (9)	7.47 (12)	1.52 (11)	0.0386 (8)	210 (7)	3.5 (7)
廊固地区	0.16 (16)	0.0282 (5)	241 (3)	16.03 (5)	0.11 (4)	0.0057 (1)	30.5 (1)	28.5 (1)	0.2 (30)	0.0114 (12)	62.6 (12)	6.38 (12)	0.60 (15)	0.0145 (7)	66.7 (7)	3.31 (7)
霸县地区	0.18 (6)	0.0216 (4)	92 (4)	10.11 (4)	0.13 (11)	0.0289 (9)	172 (9)	16.92 (9)	0.1 (15)	0.0114 (12)	62.6 (12)	8.92 (9)	0.25 (5)	0.0152 (5)	62 (4)	6.49 (5)
饶阳地区	0.1 (14)	0.0152 (8)	78 (6)	13.16 (8)	0.11 (8)	0.0103 (6)	45.3 (6)	10.2 (6)	0.06 (22)	0.0076 (9)	41 (9)	11.39 (9)				
冀中南部地区	0.11 (16)	0.0174 (5)	47 (3)	15.19 (5)	0.068 (15)	0.0087 (3)	45 (3)	10.96 (2)	0.058 (13)	0.0087 (3)	46 (3)	15.98 (3)				
大港地区	0.12 (6)	0.0351 (4)	173 (4)	27.56 (4)	0.027 (4)	0.0069 (3)	31.4 (3)	28.13 (3)	0.04 (3)	0.0075 (2)	35 (2)	15 (2)				
冀南地区	0.13 (5)	0.0198 (2)	75 (2)	15.29 (2)	0.1 (2)	0.0328 (1)	74.3 (1)	46.86 (1)								
曲阳地区	0.12 (2)				0.06 (2)				0.07 (3)							
总平均值	0.13 (76)	0.0210 (32)	107.8 (26)	15.46 (32)	0.10 (53)	0.0171 (26)	91.7 (25)	17.06 (25)	0.12 (122)	0.0095 (47)	52 (44)	9.09 (47)	0.87 (31)	0.0243 (20)	121 (18)	4.22 (19)

①( )内数字为样品数。

表 5-52　华北地区和南方各省下古生界—中上元古界碳酸盐岩和页岩有机质丰度对比表

层位		指标＼地区	华北 范围	华北 样品数	华北 平均值	四川	滇黔桂	黔南	湖南	浙江	江汉
奥陶系		有机碳(%)	0.03～0.55	76	0.13	0.10	0.03	0.06	0.05～0.19	0.10	
		沥青"A"(%)	0.0041～0.065	32	0.0210	0.005	0.07	0.0029		<0.00005	0.13
		总烃(PPm)	22～579	26	108	24					
寒武系	碳酸盐岩	有机碳(%)	0.02～0.30	53	0.10	0.076		0.17		0.33	0.09
		沥青"A"(%)	0.0025～0.1066	25	0.0171	0.0077		0.0010		<0.0005	0.0061
		总烃(PPm)	19～765	25	92						25
	页岩	有机碳(%)					1.3		0.97～10.05		
		沥青"A"(%)					0.0096				
中、上元古界	碳酸盐岩	有机碳(%)	0.02～0.48	122	0.12	0.08～0.1	0.13		0.04～0.55	0.19	0.14
		沥青"A"(%)	0.0029～0.069	47	0.0095		0.0094			<0.0005	0.0054
		总烃(PPm)	8～410	44	52						34.3
	页岩	有机碳(%)	0.14～6.09	31	0.87				0.18～3.27		
		沥青"A"(%)	0.0057～0.082	20	0.0243						
		总烃(PPm)	29～410	18	121						

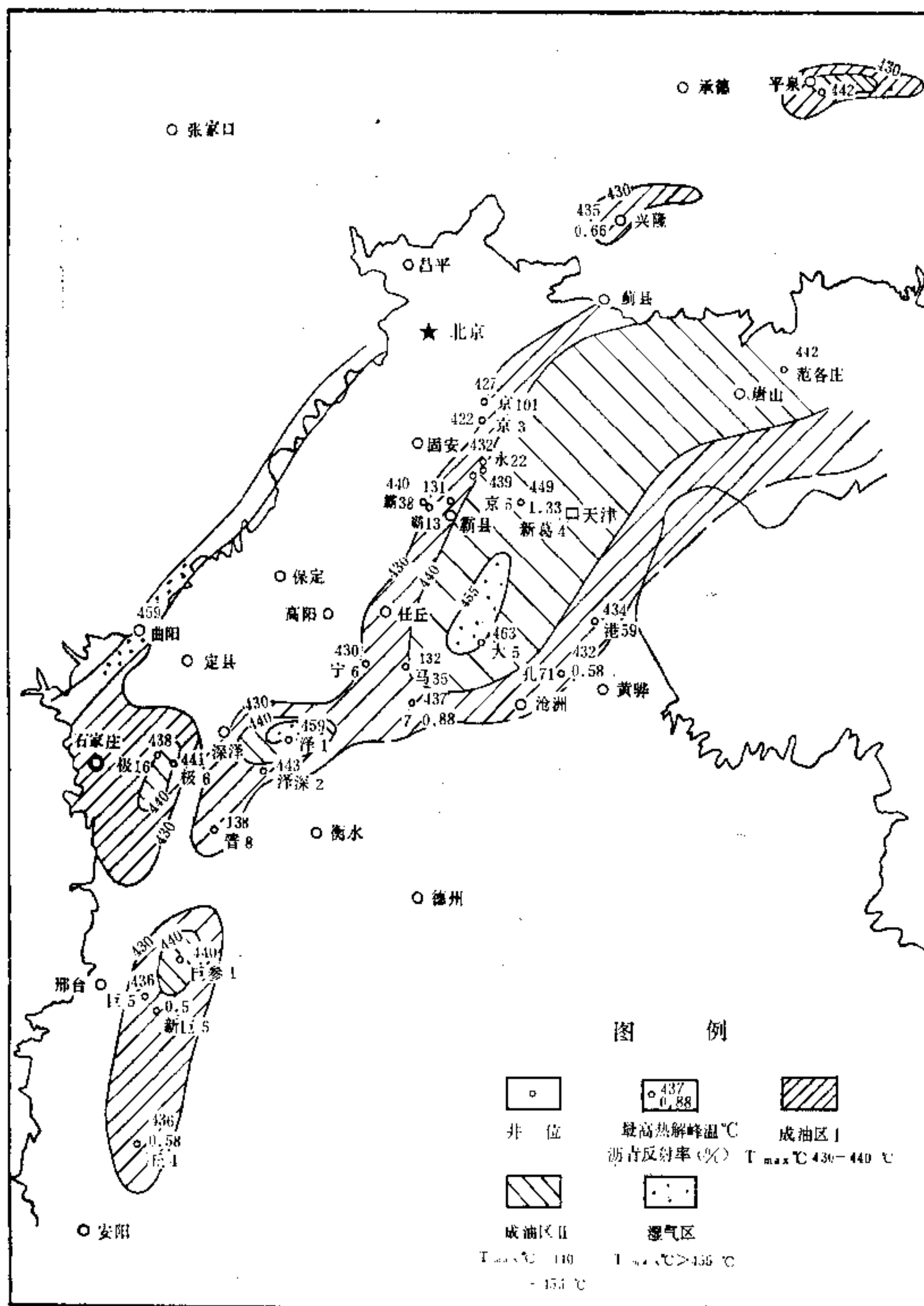


图 5-62 华北地区奥陶系碳酸盐岩成熟度分区图

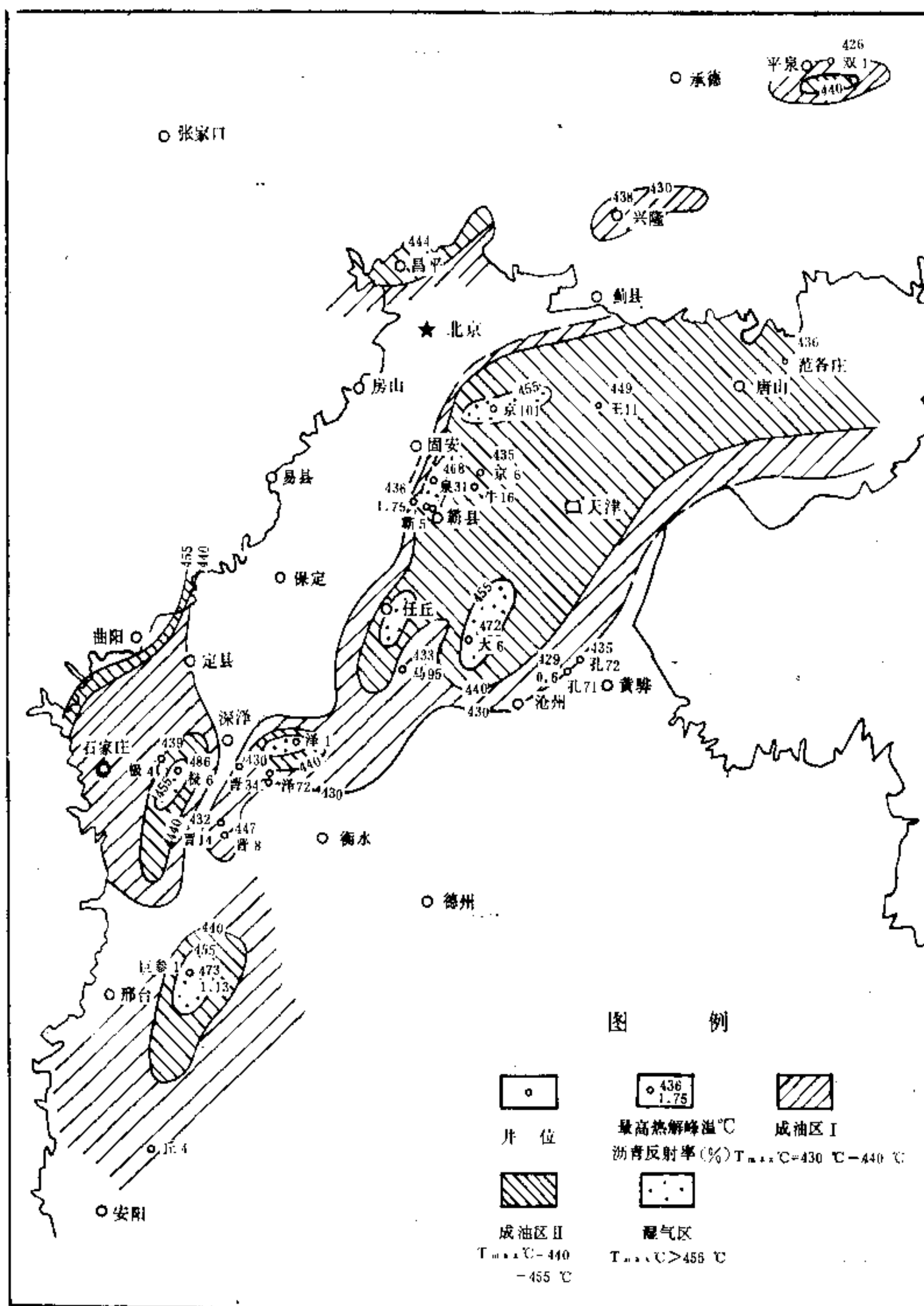


图 5-63 华北地区寒武系碳酸盐岩成熟度分区图

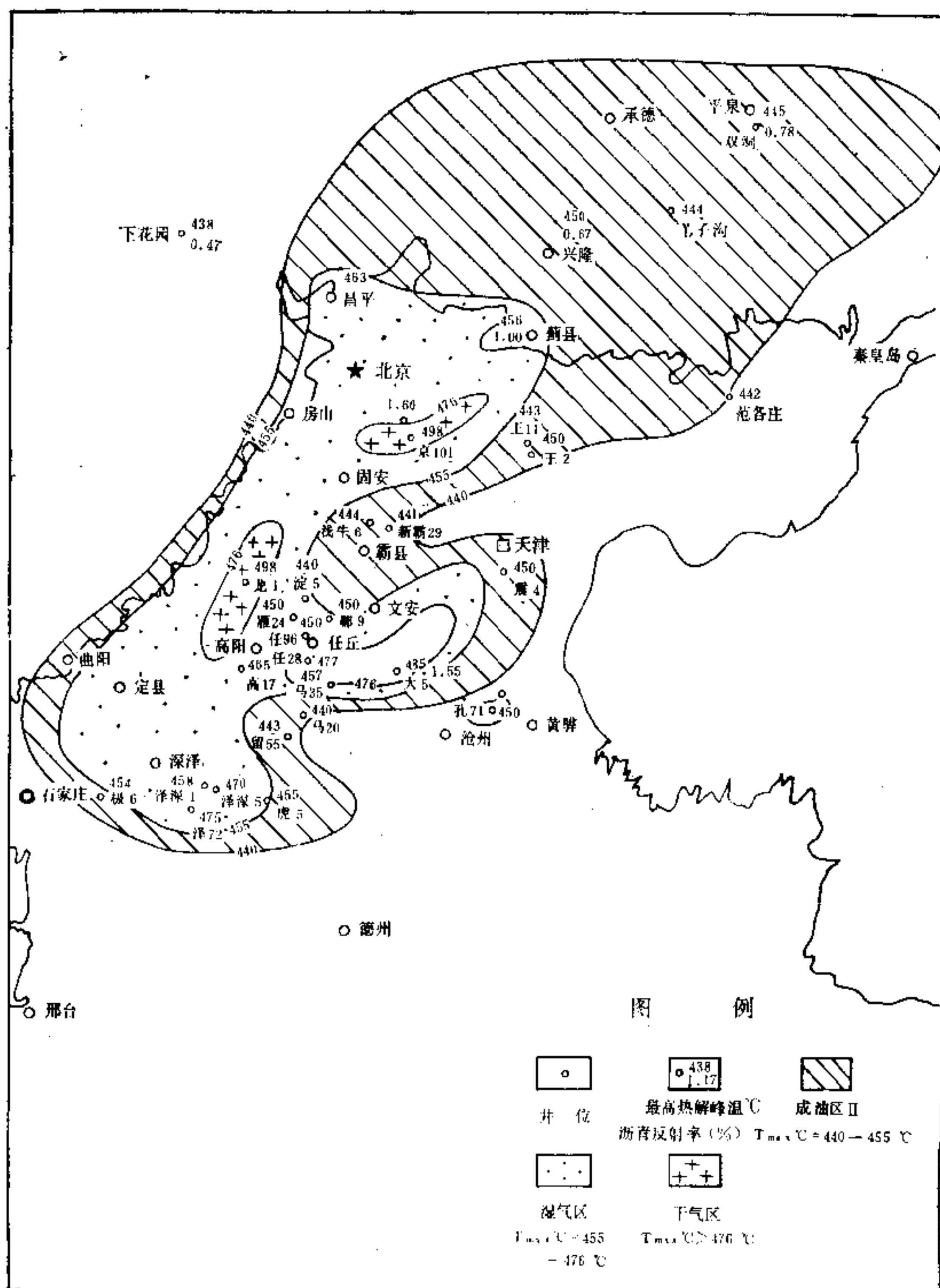


图 5-64 华北地区中上元古界碳酸盐岩成熟度分区图

表 5-53 碳酸盐岩有机质热演化阶段的划分

干酪根的主要降解产物	最高热解峰温 T_{max}(°C)	沥青反射率 R_o(%)	H/C 原子比	自由基浓度 ($N\times10^{19}$/克碳)
石油生成主带	<455	<1.55	>0.7	<3.7
凝析油湿气主带	455~476	1.55~2.25	0.7~0.5	3.7~4.5
甲烷气生成带	>476	>2.25	<0.5	>4.5

通过上述对比，进一步说明了华北地区碳酸盐岩有机质的成熟度普遍低于南方。南方大都处在过成熟阶段。华北地区只有寒武系和中上元古界小部分地区达到过成熟阶段，奥陶系全部，寒武系和中上元古界的大部分地区仍处在生油和凝析油—湿气阶段。

3.生油评价

根据有机质丰度、成熟度、单位面积（或体积）的生油量等指标，分层系、分地区进行综合评价。

(1)分层系综合评价

奥陶系：最好。Ⅰ类地区有四个，为廊固、霸县、黄骅和冀南；Ⅱ类地区有三个：冀北、冀中中部与南部地区；

中上元古界：列第二。Ⅰ类地区有二个：冀北和京津地区，其余分布区均属Ⅲ类；

寒武系：列第三。无Ⅰ类地区，Ⅱ类地区有两个：霸县与冀南，其余地区均为Ⅲ类。

(2)分地区综合评价

Ⅰ类最有远景地区有三个：

1)冀北地区：本区党霸凹陷油苗多，有机质丰度高、成熟度低，下古生界—中上元古界剖面齐全，生储盖组合好。

2)廊坊—杨村地区：永清至廊坊之间的潜山带及沧县隆起西北侧的杨村斜坡，有机质丰度高，成熟度低，生油条件好，生储盖组合完整。

3)冀南地区：从目前资料来看，奥陶系、寒武系有机质丰度高（表5-51），均达到较好生油岩标准；有机质热演化程度低，大部分地区处于生油阶段；生储盖组合完整，钻井中见直接油气显示，被认为是勘探下古生界原生油气藏的最现实地区之一。

Ⅱ类有远景地区有两个

1)黄骅地区：奥陶系生油条件好，成熟度低，转化率高，是值得重视的地区。

2)冀中中、南部的任丘—河间—束鹿以东地区：下古生界—中上元古界剖面较全，成熟度低，也被认为是含油气有远景地区。

第六章 储集层

第一节 海相碳酸盐岩储集层

冀中坳陷潜山油气田的储集层，主要为中元古界及下古生界海相碳酸盐岩。这套储集层的特点是：①地层年代老，次生变化强烈，原生孔隙已很稀少；②长期构造变动中形成的沉积间断、风化淋滤、断裂、裂缝及岩溶孔洞等十分发育，故储集空间以次生为主；③储集空间类型及其孔隙结构十分复杂，致使在认识储集性能、确定物性参数和评价储集层等方面有很大难度。

鉴于上述情况，先后应用了野外露头及矿洞的模拟调查、各种钻探地质录井、地球物理测井、实验室分析化验、模拟实验以及油田开发动态等二十多种研究手段，从不同侧面进行了分析研究。在多种学科研究的基础上，经过反复的综合分析，对冀中地区中元古界及下古生界碳酸盐岩储集层有了较全面的认识。除明确了组成本区潜山的地层层序、岩石类型和结构构造外，更主要的是：确定了储集层有效孔隙度；确定了划分白云岩和石灰岩储集层的标准，并对各潜山油田的储集层进行了划分，统计了油层的有效厚度；提出了各类储集层的有效孔隙度标准并划分了碳酸盐岩储集类型。

由于对地下储集层特征有了较为符合实际的认识，在油田开发中，针对不同情况采用了相应的措施，取得了较好效果。

一、储集类型

1.储集空间

碳酸盐岩储集空间依据形态及大小，可分为洞、缝、孔三大类，在此基础上结合成因，又细分为14种类型（表6-1）。

（1）洞　内径大于2毫米。多由于溶蚀而形成有顺层的，有沿裂缝的，有顺古风化壳和岩溶带的，有沿砾间分布的。洞内多充填自形晶矿物。

（2）缝　孔隙长宽之比大于10者叫做缝。其类型众多，主要有构造缝、层间缝、压溶缝、成岩收缩缝，其中构造缝最多，任丘油田四组主要断层就是大型构造裂缝带。缝面孔率占总缝洞面孔率的20%左右，是流体渗流的主要通道，也是目前可采储量的重要储集空间之一。

（3）孔　内径由数微米至2毫米。数量大，成因杂，分布不均。主要有①藻窗孔、藻凝块、藻层纹间孔隙，经溶蚀或重结晶作用造成新的孔隙。②晶间孔，白云石的自形晶间孔隙，分布不均，孔径为数微米至数十微米。此种孔隙，奥陶系准同生后白云岩中最常见。③粒间孔，砂屑、鲕粒、球团粒之间发育的孔隙，主要在原生孔隙基础上，经重结晶，或溶蚀沉淀而残留的孔隙。孔径为数微米至数十微米。④砾间孔，砾间充填物经溶蚀而形成的孔隙，孔径一般为数十微米至数百微米。⑤溶蚀孔，多发育在粗结构的白云岩中，少数硅质白云岩或白云质硅质岩，因差异溶蚀也形成较发育的溶蚀孔，孔径一般在1毫米左右。

表 6-1 按形态、成因、控制因素储集空间分类

形态分类名称	成因分类名称	成因和控制因素	大小
洞（大、中、小洞）	溶蚀孔洞及洞穴	溶蚀形成。受岩性、裂缝、温度、压力、水介质等因素控制	洞径大于2毫米
缝	构造缝	构造应力作用形成。受应力性质、岩性、温度、围压等因素控制	宽数微米～数厘米 长数厘米～数公里
	层间缝	沉积作用形成。受沉积物质及沉积环境控制	长数厘米～数米 宽数微米～数毫米
	风化缝	物理风化作用形成。受岩性、气候、地貌等因素控制	宽数微米～数毫米
	压溶缝	在地层压力下选择溶解而形成。受岩性及水介质等因素控制	宽数微米，长数厘米～数十厘米
	溶蚀缝	在原裂缝的基础上，溶蚀扩大而形成。受裂缝发育程度、岩性和水介质的性质控制	宽0.2～数毫米， 长数厘米～数十厘米
孔	藻窗孔	隐藻构造形成的孔隙。受岩石类型和成岩作用控制	数微米～数毫米
	藻团粒间孔	藻团粒作支撑形成。受成岩作用控制	数微米～数毫米
	晶间孔	重结晶和白云石化作用形成。受岩性、温度、压力、水介质条件控制	数微米～数十微米
	粒间孔	颗粒作支撑形成。受岩性和成岩作用控制	数微米～数十微米
	砾间孔	溶塌、断错等作用形成。受岩性、溶蚀、断裂等因素控制	数十～数百微米
	溶孔 粒内溶孔	溶蚀形成。受岩性、水介质、古气候古地理条件等因素控制 溶解形成	小于2毫米 数十微米

冀中地区中元古界碳酸盐岩除晶间孔隙较少外，其余储集空间类型均较发育；而奥陶系白云岩主要为晶间孔，粒、砾间孔及溶蚀洞缝；石灰岩则是以缝、洞为其主要储渗空间，孔隙甚少。各类储集空间的基本特点详见表6-1。

2.储集空间的储渗性能

在相同的流动条件下，碳酸盐岩储集空间中流体运动的特点，主要取决于喉道直径的大小。喉道直径大于0.1毫米及其所连通的储集空间系统称“裂缝系统”，这部分储集空间控制的流体渗流速度快，故又称“流体快动部分”。喉道直径为0.1毫米至0.2微米及其所连通的储集空间系统称为“岩块孔缝系统”，这部分储集空间控制的流体渗流速度较慢，故又称“流体慢动部分”。喉道直径小于0.2微米及其所连通的孔隙系统称为“基质微孔系统”，这部分储集空间控制的流体很难流动，故又称是“流体不动部分”。据开发动态资料表明，裂缝系统的主要特点是渗透率特别高，孔隙度低，油井产量高；岩块孔缝系统的特

点是孔隙度高，渗透率低，油井产量也较低。应用压力恢复曲线分别计算出裂缝系统孔隙度、岩块孔缝系统孔隙度（亦称裂缝孔隙度和岩块孔隙度）及裂缝渗透率。

从表6-2可看出，在冀中地区碳酸盐岩潜山油气田的储集层中，储集空间以裂缝为主的是少数，仅有雁翎、龙虎庄、薛庄等，多数油田则是具有裂缝系统及岩块孔缝系统双重储集空间。

表 6-2 冀中潜山碳酸盐岩油田裂缝、岩块物性数据表①

油藏	裂缝孔隙度（%）	岩块孔隙度（%）	裂缝孔隙度/岩块孔隙度	裂缝渗透率（达西）③	单井平均日产油量（t）	采油指数（吨/日·大气压②）	流度（达西③/厘泊④）
任丘雾迷山组	0.58	4.42	1：7.6	0.921	1299	297.4	0.095
雁翎	1.72	2.24	1：1.3	1.87	707	151.8	0.19
南孟府君山组	0.63	3.78	1：6	0.255	148	17.0	0.12
南孟奥陶系	0.38	6.69	1：17.6	1.051	304	90.9	0.33
龙虎庄	1.88	4.86	1：2.6	0.857	476	140	0.25
八里庄西	0.32	7.31	1：22.8	0.108	965	29.4	0.05
河间高于庄组	0.41	2.47	1：6	0.26	296	15.6	0.05
八里庄	1.1	4.44	1：4	0.225	200	9.65	0.07
薛庄	2.70	0.4	1：0.15	4.9	1866	548.8	0.5
留北	0.46	3.24	1：7	0.307	377	57.1	0.13

①本表系依据开发动态资料计算结果。

②1大气压＝0.098兆帕。

③1达西＝0.98二次方微米。

④1厘泊＝1毫帕·秒。

3.储集类型

（1）溶洞裂缝型　以溶洞及裂缝为主，喉道宽度一般大于0.1毫米，渗透率高，孔隙度低，油井产量高，采油指数高，生产压差低，压力恢复曲线呈平直型（图6-1）。此种储集类型多发育在沿断裂溶蚀带及潜山表面古风化壳。

（2）微缝孔隙孔洞型　储集空间有小型孔洞、微裂缝及孔隙（晶、粒间孔隙），喉道直径为0.1毫米至0.2微米，孔隙度较高，而渗透率偏低，因此产量也相对偏低。如任北奥陶系晶粒白云岩。

（3）似孔隙型　储集空间由砾（粒）间孔隙、微裂缝及溶蚀孔组成，孔隙及微裂缝均发育，孔隙度与渗透率均较高，产量高而稳定。如河间高于庄组油藏，孔隙度达14%，渗透率达790×10^{-3}二次方微米。压力恢复曲线具孔隙型特点（图6-2）。

（4）缝、洞、孔复合型　储集空间有大型裂缝和溶洞，也有小型孔洞微缝和孔隙，彼此组成一个连通的整体，孔隙度中等偏低，渗透率高，产量高，任丘油田雾迷山组油藏属于此种复合型

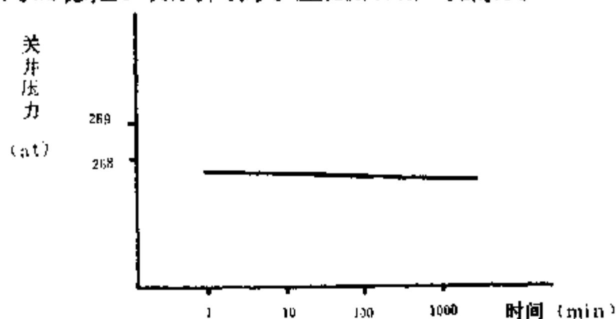


图 6-1　任丘油田奥陶系油藏任76井压力恢复曲线图

1 at＝0.098MPa（下同）

的储集类型。压力恢复曲线显示出双重介质的特点（图6-3）。

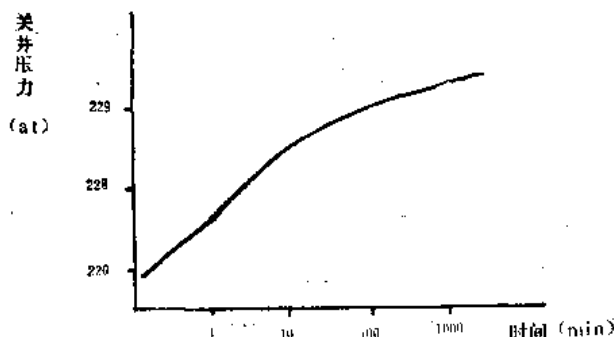


图 6-2 河间潜山油田高于庄组油藏马64井压力恢复曲线

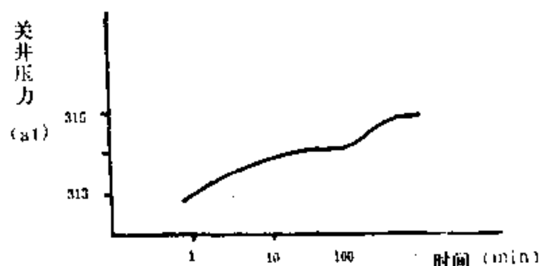


图 6-3 任丘油田雾迷山组油藏任36井压力恢复曲线图

二、储集层的形成

中元古界—下古生界碳酸盐岩经历了漫长的地质历史，其原生孔隙残存无几，油气的储集空间主要是成岩后各种改造作用形成的，这些改造作用包括成岩后生、岩溶、构造力及风化淋滤作用等。

1.成岩后生作用

碳酸盐岩成岩后生作用很多，从对储集层的影响来看，大体有以下四种：

（1）白云石化作用 本区寒武—奥陶系碳酸盐岩白云石化作用普遍，多属准同生后交代而成，白云石化不完全者形成豹斑状白云质灰岩或灰质白云岩。白云石化作用常沿缝合线进行，形成断续分布的云斑灰岩。

次生白云岩孔隙度普遍较高，一般大于3％，由方解石转变为白云石，由于Ca^{++}与Mg^{++}离子半径大小不同（分别为0.99埃及0.65埃），晶体体积缩小12～13%，晶间孔隙发育，喉道短而宽，连通好，储集性能相应也好。

（2）硅化作用 中上元古界—下古生界碳酸盐岩的硅化作用十分普遍，尤其是长城系高于庄组第Ⅱ段、雾迷山组第四段的隐藻白云岩和奥陶系亮甲山组下部、上马家沟组上部石灰岩的硅化现象更为常见。

硅质岩致密坚硬，孔隙稀少，储集条件差，但性脆，受构造应力作用产生构造裂隙，成为裂缝型储集层。局部不均匀硅化的白云岩，由于差异溶蚀作用，形成大量的溶蚀孔洞，成为溶蚀孔洞型储集层。

（3）压实、压溶作用 碳酸盐岩在沉积过程中，伴随着上部负荷加大，产生机械压实作用，孔隙度大量减少；成岩后及深埋阶段则变为化学压溶作用，并出现缝合线，难溶物质在缝合线内富集。压实压溶作用破坏原始孔隙，孔隙度变差，储集性能变坏。

（4）重结晶作用 晶粒增大自形程度高，晶间孔隙发育，后经溶蚀形成为数众多的晶间溶孔，含油饱满。但重结晶如充分进行，晶体继续增大，晶粒镶嵌，晶间孔隙又会变小以致消失，喉道变窄，孔隙度相应降低。

2.岩溶作用

冀中中上元古代—下古生代碳酸盐岩地层，经过两次整体抬升（中奥陶世末至中石炭世前期和中生代至早第三纪），古老的碳酸盐岩长期暴露地表，遭受了强烈的淋滤溶蚀，

形成溶蚀带。不同岩性具有不同的溶蚀特征，如石灰岩和白云岩，在同温、同压、同水介质条件下，其溶解度和相对溶解度(亦称溶解速度)不同。白云岩的溶解度高于石灰岩，而相对溶解度却是石灰岩高于白云岩；如用任丘油田岩样试验结果表明，石灰岩的相对溶解度为1.01～1.07，白云岩为0.33～0.60，过渡岩类在二者之间（图6-4），但在人工配置的碳酸水中，白云岩的溶解度为石灰岩的1～2倍。由于雾迷山组残余凝块石、锥状迭层石、核形石等均系细晶白云岩及角砾状白云岩，其颗粒与岩溶水接触面积相对较大，因而使雾迷山组中小型溶洞及溶孔十分发育。

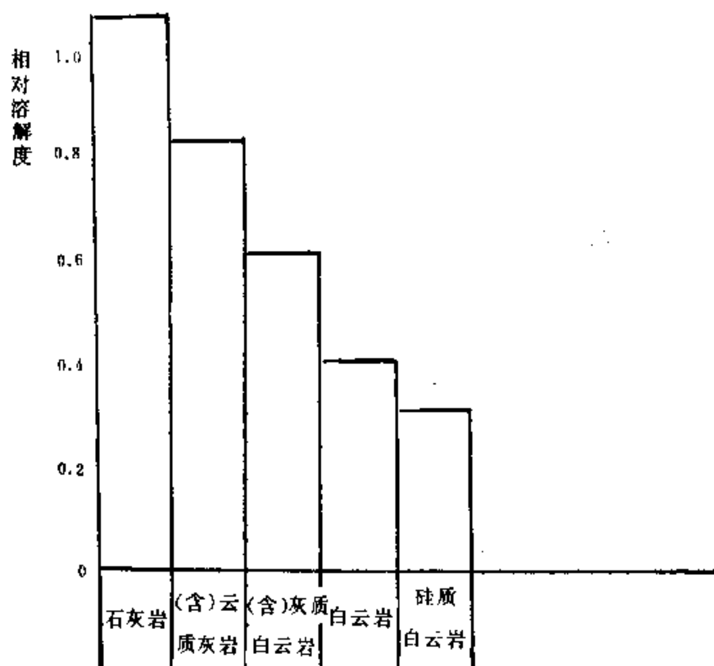


图 6-4 任丘碳酸盐岩相对溶解度与岩性关系图

潜山碳酸盐岩溶蚀带的分布特点，与地下水的运动密切相关。

(1)潜水面附近形成水平溶蚀带　根据岩溶水的运动特点大体可分为三个带：①渗流带（淋滤带），从地表到潜水面，垂直裂缝发育，地下水顺裂缝作垂向运动，以淋滤作用为主。②水平溶蚀带，在潜流带上部，潜水面附近，碳酸盐岩长期浸泡在水中，溶蚀作用时间长，溶洞发育，规模大，多顺潜水面的延伸方向形成水平溶蚀带。③潜水面季节变动带，垂向及水平溶蚀缝洞均较发育。

任丘潜山带在早第三纪前期，为湖盆中的孤岛，在逐渐沉没埋藏过程中形成三个岩溶带（图6-5）。

(2)沿断层裂缝分布的溶洞带　断层裂缝带为岩溶水提供了流动的通道，岩溶得以充分进行，故溶洞都是沿断层裂缝带分布的。如任丘油田雾迷山组溶洞率等值线高值带走向与断层走向基本一致，又如位于断层线上的任49井钻井遇到两个高两米多的溶洞。

(3)顺层溶蚀带　顺层溶蚀作用，依据岩溶水的流通渠道与特点又可分为两类：一是沿泥质不透水层形成的溶蚀带，如雾迷山组雾六和雾七组泥质碳酸盐岩较多，故溶洞率较低，仅为0.05%和0.14%，而位于雾六组以上的雾四、五组溶洞率为0.85%，雾七组以下的雾八组，溶洞率为0.66%，较相邻的泥质碳酸盐层溶洞率高数倍至数十倍。二是岩溶

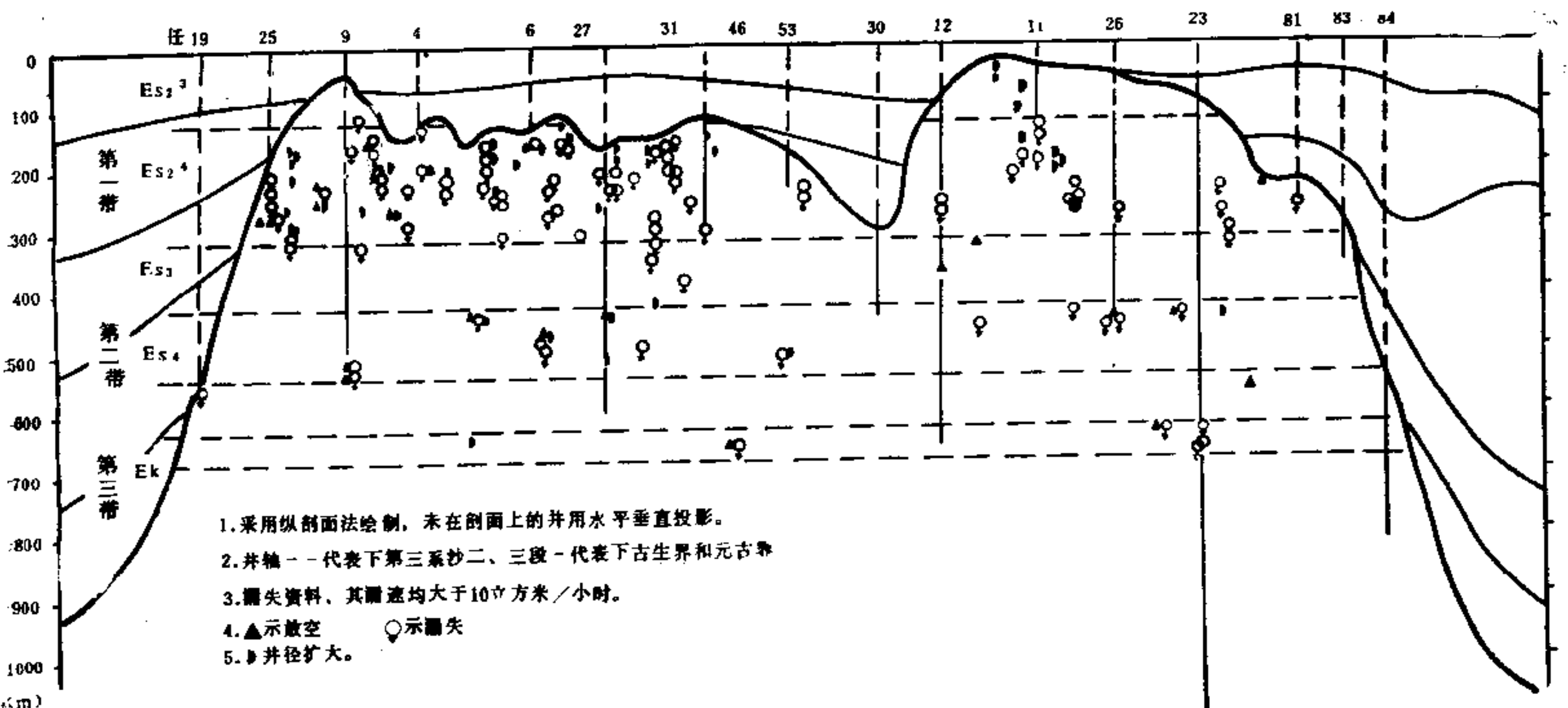


图 6-5　任丘油田沙二晚期潜山岩溶垂向分带图

水沿粗结构碳酸盐岩（多为白云岩）流动溶蚀，形成顺层溶蚀带。

3.构造力作用

碳酸盐岩在构造力作用下，产生的主要储集空间是裂缝。断层是一种大型构造缝，随着断层的形成，常伴生一系列构造缝。裂缝发育除受构造力的控制外，还受岩性、厚度、岩石的结构、构造及温度、压力等因素的影响。

裂缝多集中于断裂带附近。如任28井于3260米井段钻遇断点，在断点附近微细裂缝密度增大到705条/米，并见12条大裂缝，而其它部位裂缝密度一般小于100条/米。

裂缝分布与岩石性质、结构、层厚密切相关，如石灰岩和白云岩的破裂强度不一样，石灰岩抗挤压力、拉张力和剪切力的强度都比白云岩大，所以两者形成的构造缝有明显的差异，详见表6-3。

表 6-3　碳酸盐岩裂缝密度表

岩　性	层　位	裂缝密度（条/米）	备　注
泥质白云岩	雾迷山组	数条到十余条	任丘油田统计数据
石灰岩	奥陶系	69	
次生白云岩	奥陶系	89	
白云岩	雾迷山组	97	
硅质白云岩	雾迷山组	111	

层薄裂缝多，缝窄而短，多为层内缝。层厚裂缝少，裂缝规模大，多为穿层缝。而相同岩性，在不同的温度、压力条件下，裂缝随深度加深而减少，见表6-4。

表 6-4　雾迷山组裂缝发育与深度关系表

井段 (m)	孔隙度 (%)	缝洞面孔率 (%)	裂缝密度 (条/米)
3212～3274	3.45	3.28	135
3274～3321	1.27	0.74	92
3321～3501	1.57	0.46	82

注：根据任28井资料。

裂缝分布有一定规律。据统计，任丘油田有六至八组构造缝（图6-6），两组正交缝和两次配套的共轭X节理缝。与发育的北东、北北东、北西及东西向四组断层相对应。

冀中坳陷潜山碳酸盐岩的构造缝极其普遍，多为高角度张开缝，并伴随程度不同的溶蚀作用和充填作用。裂缝是冀中潜山油藏的重要储集空间，特别是对于寒武-奥陶系泥晶灰岩来说，更是主要的储集空间。

4.风化淋滤作用

风化淋滤作用指的是碳酸盐岩在地表所遭受的物理（如温度变化等）和化学（如地表

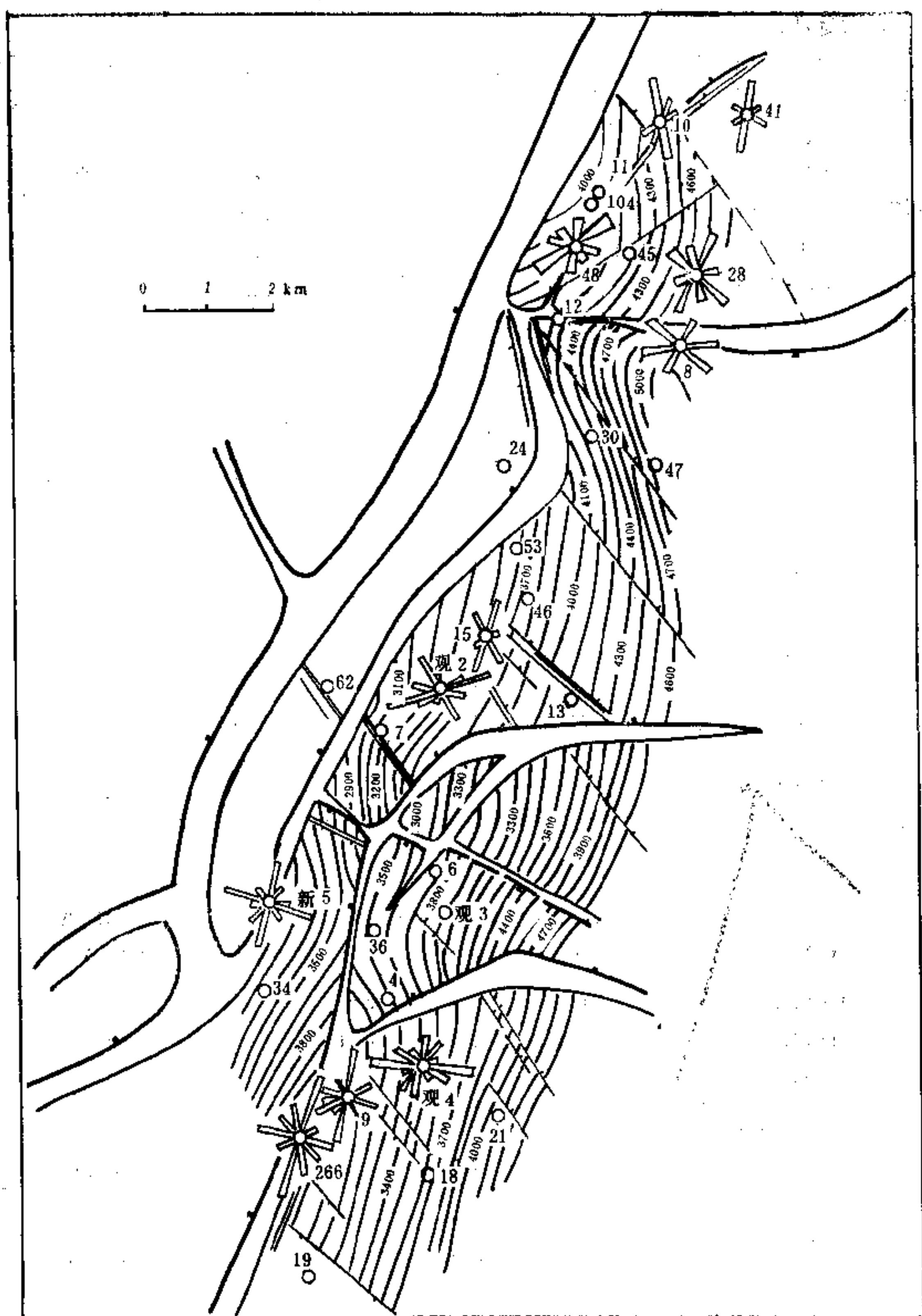


图 6-6 任丘油田潜山裂缝玫瑰图

水溶解等）的交互作用，风化淋滤作用的产物是风化壳。一般来说，在地质历史早期形成的风化壳，其多数缝洞孔都被充填堵塞。最有意义的风化壳是晚期形成的第三系底部的风化壳。它的缝洞最发育段，是分布在潜山顶面50米以内，在该段内常见钻具放空、扩径及泥浆大量漏失（表6-5）。

表 6-5　冀中奥陶系钻井放空、扩径、漏失统计表

进潜山深度 (m)	放空、扩径、漏失占总处数百分比			
	永清	霸县	任北	深县
50	58.4	83.9	65.7	90
100	11.0	7.1		
200	10.3	9.0	17.1	
300	10.2		14.0	
400	10.1		3.2	10

任丘雾迷山组风化壳厚度，一般20至30米，大者可达70米以上。风化壳上部岩石破碎，裂缝密集，溶蚀孔洞发育，物性好，是很好的储集层（表6-6）。

表 6-6　潜山风化壳物性数据表

井号	霸66井		任48井		
进山深度	2119.5m		2676.0m		
层位	奥陶系		雾迷山组		
井段	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	井段	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)
2120.67～2125.83	18.2	40.7	2681.685～2682.655	10	1.4
2129.83～2135.6	2.91	0.2	2696.80～2698.56	5.8	5.2
2140.59～2144.71	4.53	0.3	2698.56～2699.76	2.4	65.2
2147.24～2154.19	5.7	0.22	2705.775～2706.26	1.8	5.1

综合上述，将雾迷山组及奥陶系储集层的后生改造作用，汇总于图6-7A、B。后生改造作用形成的洞、缝、孔发育的储集体模式如图6-8。

三、储集层的确定

碳酸盐岩储集层纵横向变化极大，因此划分碳酸盐岩储集层与非储集层并认识其变化规律，不仅对于计算石油地质储量来说是必不可少的，而且在指导油田开发提高开发成效方面更为重要。

1.储集岩分类

冀中地区碳酸盐储集岩主要有藻结构碳酸盐岩，生物碎屑碳酸盐岩，颗粒碳酸盐岩，白云石化的白云岩及角砾状碳酸盐岩等五种类型。

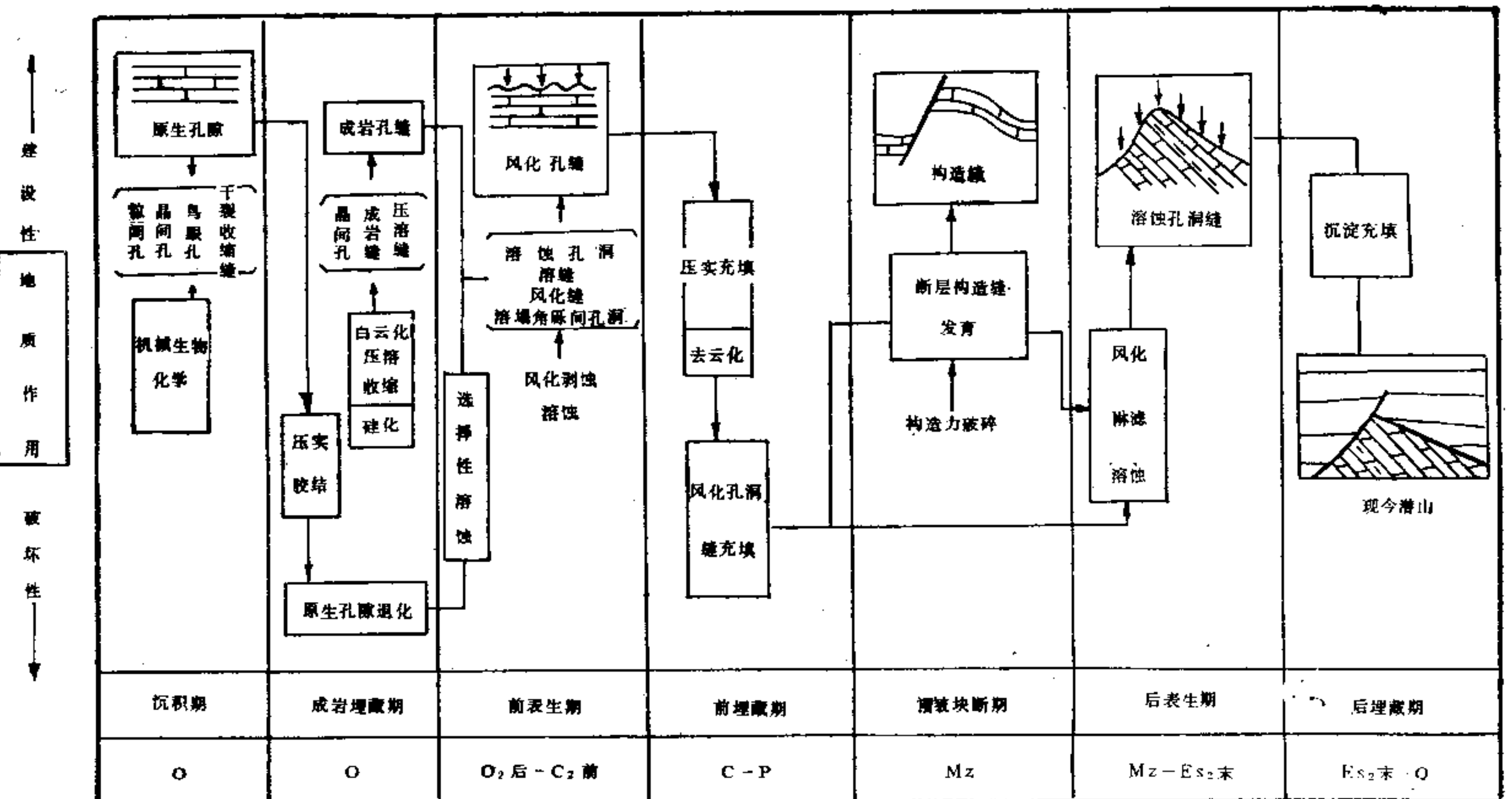


图 6-7A 奥陶系储集层演化模式图

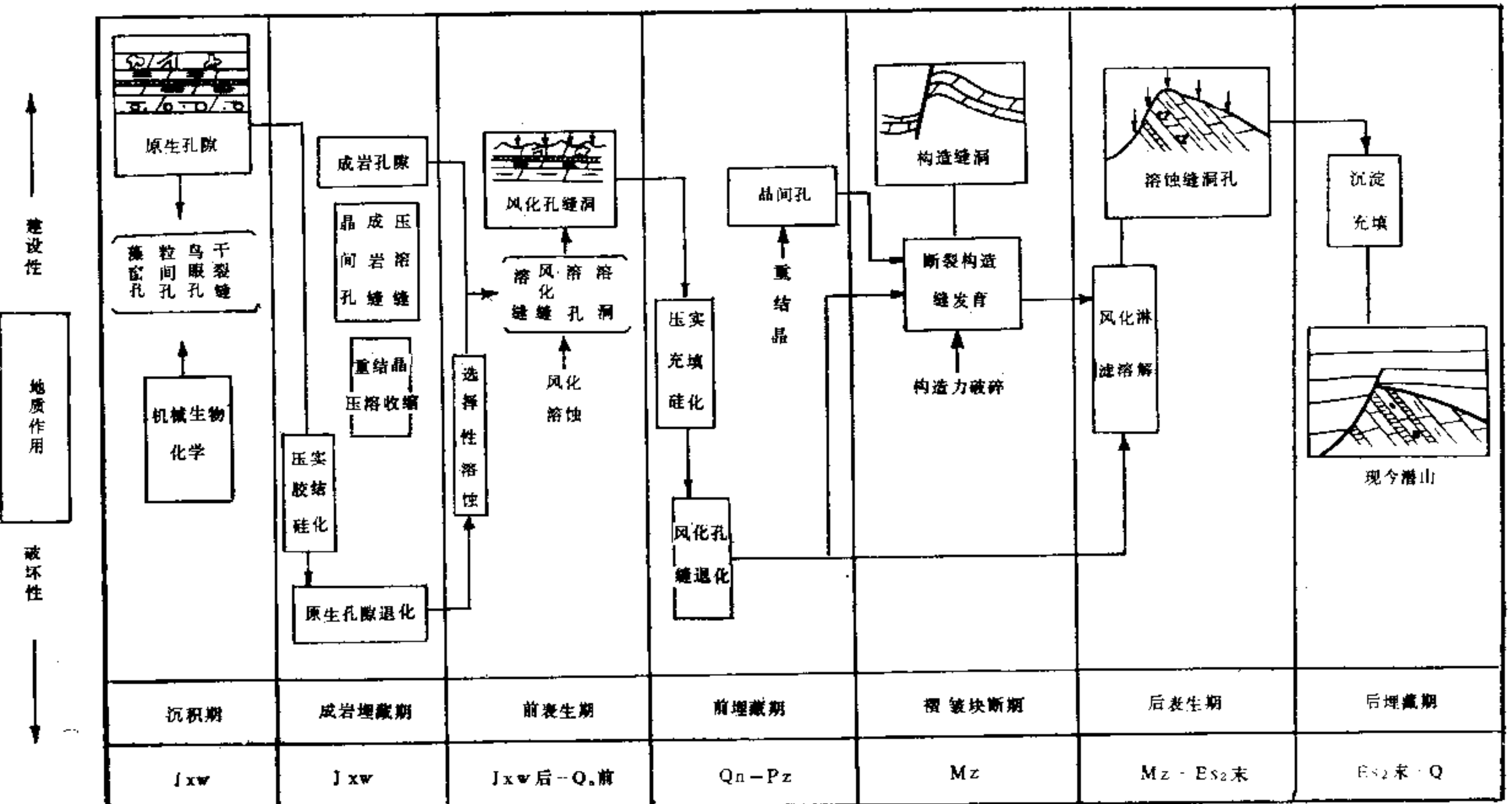


图 6-7B 雾迷山组储集层演化模式图

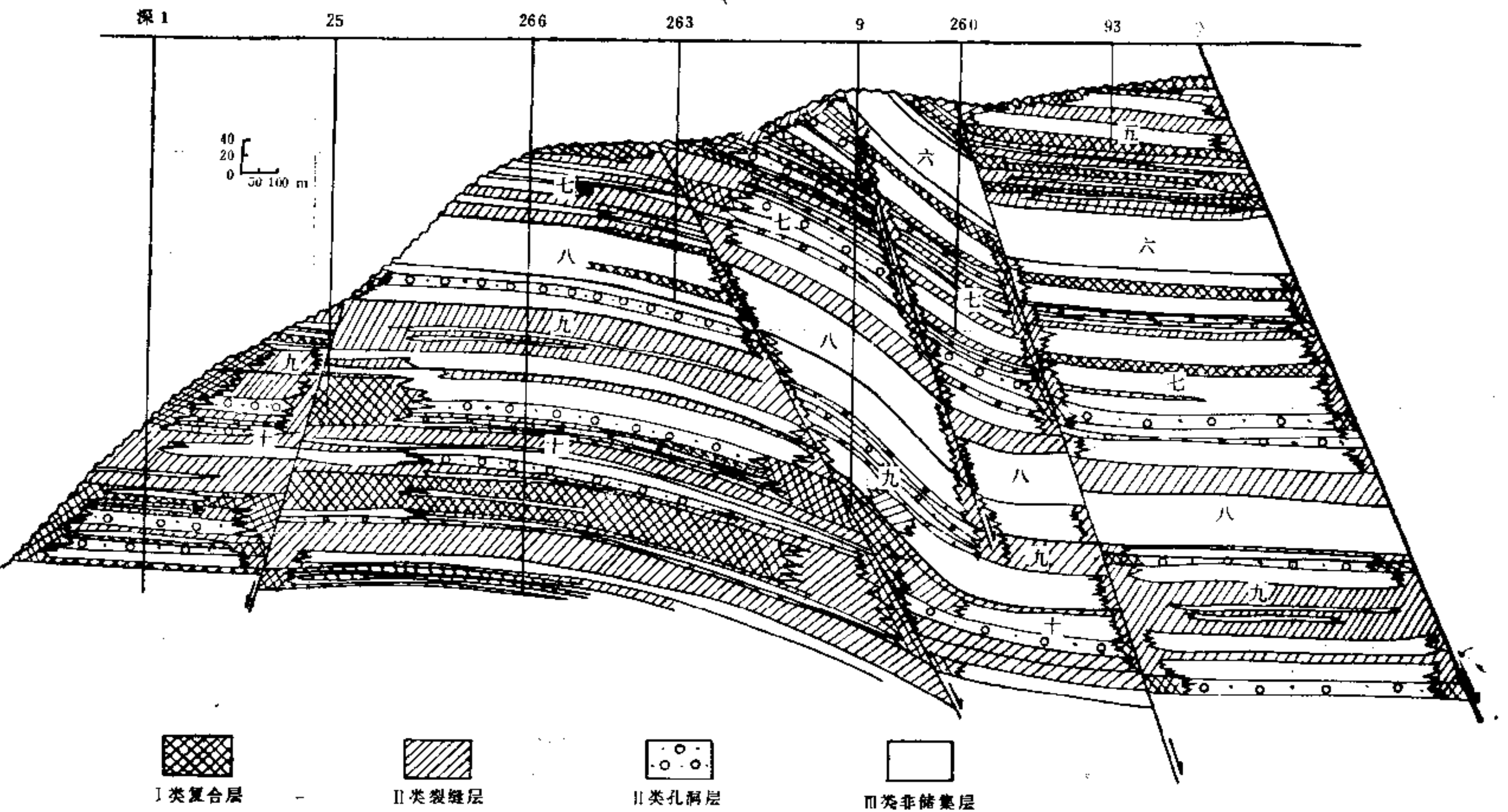


图 6-8 任9井山头雾迷山组缝洞连通模式图

Jxw在冀中坳陷油田开发中划分为十个组，分别用汉字一、二、……十表示

2. 雾迷山储集层的划分标准

依据物性、含油性及电性特征、特别是渗流特点，将中元古界雾迷山组储集层划分为Ⅰ类（好储集岩），Ⅱ类（差储集岩），Ⅲ类（非储集岩），其划分标准见表6-7及图6-9。

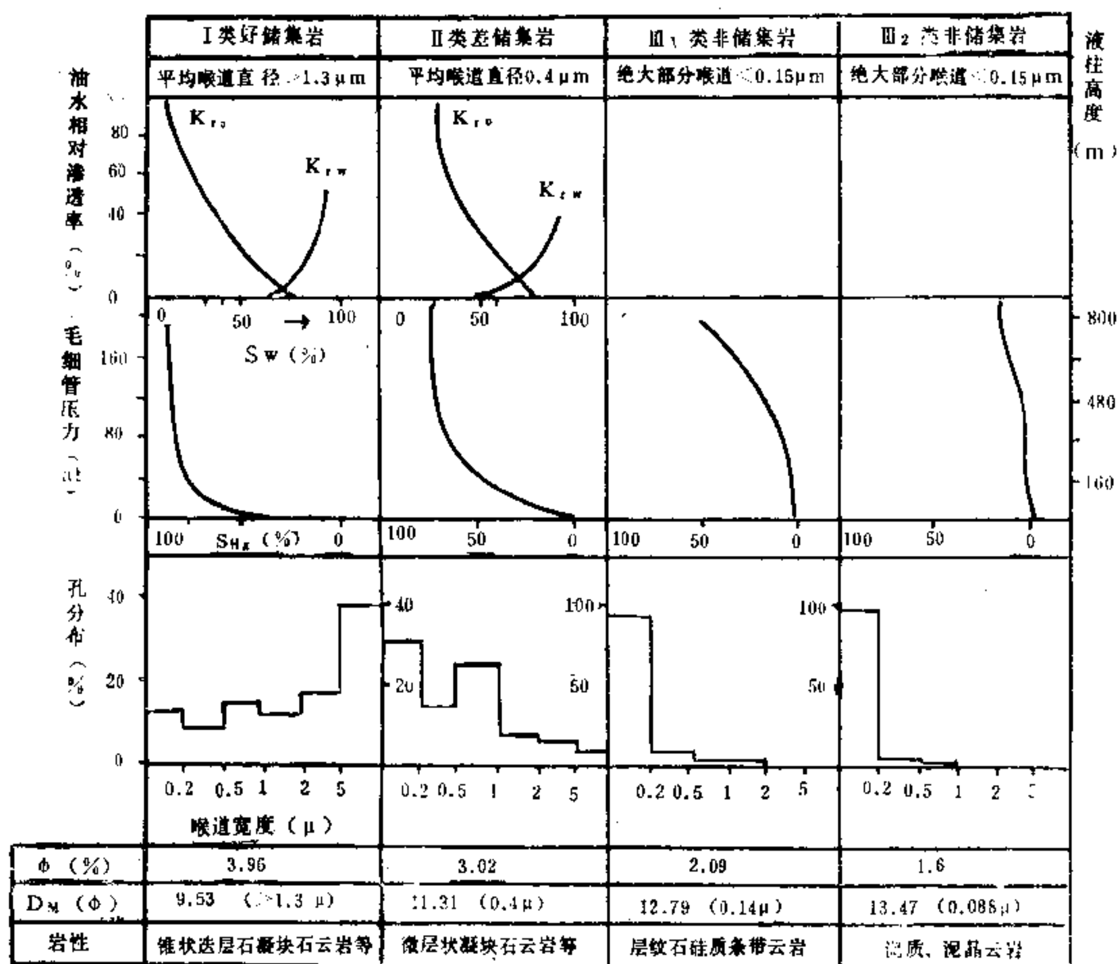


图 6-9 雾迷山组储集岩分类图

K_{ro}、K_{rw}—油相与水相相对渗透率；S_w—含水饱和度；ϕ—孔隙度；DM—喉道大小平均值

从上述图表中可以看出，Ⅰ、Ⅱ类储集岩的划分界限是，孔隙度为3%，喉道直径为0.35微米。储集岩与非储集岩的划分界限是，孔隙度为2%，渗透率为0.99×10^{-3}二次方微米，喉道直径为0.2微米。

根据雾迷山组分层试油资料及相应的测井曲线特征，又制定出划分储集层与非储集层的测井标准，如表6-8。

3. 奥陶系储集层划分标准

奥陶系碳酸盐岩包括两种岩性，即白云岩和石灰岩。

据岩芯资料白云岩孔隙度小于3%者基质孔隙全不含油，大于3%者有70%以上含油，因此将奥陶系白云岩储集层的孔隙度下限值暂定为3%。

石灰岩以泥晶为主，基质孔隙很不发育，平均孔隙度为0.97%，基质均不含油。因此石灰岩基质孔隙不具备储油性能，其储集空间主要为裂缝和溶洞。

表 6-7 雾迷山组储集岩与非储集岩主要特征表

类别	主要岩石类型	大岩芯物性：孔隙度(%)	大岩芯物性：渗透率($1\times10^{-3}\mu m^2$)	压汞：P_{c50}①(at)	压汞：S_{Hg}(%)	压汞：主要孔隙结构类型	含油岩芯显示：荧光	含油岩芯显示：油显示级别	自然伽马(微伦琴/小时)	渗流能力
Ⅰ类 (好储集岩)	锥状迭层石白云岩 凝块石白云岩 微层状凝块石白云岩等	≥3	≥1	≤40	≥80	短宽喉道或裂缝型	好	含油 油斑	≤1.6	高渗透
Ⅱ类 (差储集岩)	层纹石白云岩 小波纹迭层石白云岩 砂砾屑白云岩 泥粉晶白云岩	>2	≥1	≤100	≥50	网格状喉道或微裂缝	中差或无	油斑 油迹	1.6～3	低渗透
Ⅲ类 (非储集岩)	硅质、含硅质白云岩 硅质岩 泥晶白云岩 泥质(含泥)白云岩	<2	<1	>100	<50	弯曲细长喉道或无喉道连通	差或无	油迹或无	<3 >3	不渗透

①1 at=0.098MPa。

表 6-8 雾迷山组储集层测井标准表

储集层类别	储集类型	自然伽马(微伦琴/小时)	中子伽马①(条件单位)	深侧向电阻率(Ω·m)	声波曲线形态	井径曲线形态
Ⅰ类(好储集层)	缝洞复合型(Ⅰ)	<1.6	<4.5	<1500	高值或跳跃	尖峰扩径或高值
Ⅱ类(差储集层)	裂缝型(ⅡF)	<3.0	<5.1	1500≤R_t<4000 曲线呈梳状或锯齿状	较高值或跳跃	扩径或高值
	孔洞型(ⅡO)			1500～4000 曲线呈块状或低尖峰状	低值	近似钻头直径
	风化壳(ⅡH)	>3.0	>4.5	近于零	高值	扩径
Ⅲ类(非储集层)	致密层(极低孔隙)$Ⅲ_1$	<3.0	>5.1	>4000	中低值	近似钻头直径
	泥质白云岩$Ⅲ_2$	>3.0	低值	低值	高值	近似钻头直径

①中子伽马为6英寸井眼时读数值。

据酸化前分层试油，日产量大于5吨的为储集层，小于5吨的为非储集层，相应地用其测井资料制作出奥陶系石灰岩类和白云岩类划分储集层的图版，确定了冀中地区奥陶系储集层划分的测井标准（表6-9）。

表 6-9　冀中奥陶系储集层划分标准

岩性	类别		自然伽马（微伦琴/小时）	中子伽马①（条件单位）	深侧向电阻率（Ω·m）	声波时差	井径曲线
石灰岩	储集层		≤3	≤4.6	<1000 呈密梳状	大于骨架值或跳跃	大于钻头直径
	非储集层	Ⅲ₁	≤3	>4.6	高值块状	近于或等于骨架值	近似钻头直径
		Ⅲ₂	>3	低值	低值 <1000	高值	近似钻头直径
白云岩	储集层		≤3	≤3.8	呈密梳状	大于骨架值或跳跃	大于钻头直径
	非储集层	Ⅲ₁	≤3	>3.8	高值块状	近于或等于骨架值	近似钻头直径
		Ⅲ₂	>3	低值	低值	高值	近似钻头直径

①井眼为6英寸。

4.储集层划分

应用上述标准，分别对任丘潜山油田雾迷山组及任丘北、南孟、龙虎庄、苏桥、永清及深县等油田的奥陶系储集层进行了划分。其特点是：

雾迷山组储集层比较发育：Ⅰ类好储集层占地层总厚度的13.3%，Ⅱ类差储集层占地层总厚度的50.9%，Ⅰ+Ⅱ类储集层合计占地层总厚度的64.2%。其中以雾四、雾五及雾十组储集层最发育，Ⅰ+Ⅱ类储集层各占本组地层厚度的61.7～79.5%，雾六组储集层最不发育，Ⅰ+Ⅱ类储集层仅占本组地层厚度的11.3%。

奥陶系储集层不发育，全区储集层平均厚度仅占地层的13.33%，其中亮甲山组和上马家沟组储集层的比例较高。占各组地层厚度的20%，冶里组储集层最不发育，仅占本组地层厚度的7%，详见表6-10。

表 6-10　冀中奥陶系各组储集层非储集层统计表

层位	各类储集层所占百分比		
	储集层	致密层	泥质碳酸盐岩层
峰峰组	14	33	53
上马家沟组	20	59	21
下马家沟组	11	61	28
亮甲山组	20	41	39
冶里组	7	50	43
平均百分比	15	51	34

四、储集层孔隙度计算

从野外模拟调查中，认识到冀中地区中上元古界及下古生界碳酸盐岩储集空间，是由不同大小的洞、缝、孔组合而成，可粗略地分为直径>0.5米的大缝大洞、直径为0.5米～0.5毫米的中小型洞缝和直径<0.5毫米的微型孔缝等三个部分。洞径大于0.5米的大型溶洞，以钻井溶洞率代表，用单井钻具放空和扩径长度与钻开储集层厚度的比值表示。0.5

米～0.5毫米的中小型缝洞，以储集层统计的面孔率（即缝洞面积与统计面积的比值）表示。<0.5毫米的孔隙称微观孔隙，以岩石物性分析数据表示。三部分储集空间的总和构成储集层总有效孔隙度。

$$\phi_T=\phi_H+\phi_D+\phi_C \qquad (1)$$

式中 ϕ_T——储集层总有效孔隙度；

ϕ_H——钻井溶洞率；

ϕ_D——缝洞面孔率；

ϕ_C——岩石物性分析孔隙度数据。

在油田内部，缝洞面孔率只能在岩芯表面统计，由于岩芯直径小，大于1厘米的空隙就无法在岩芯表面取得数据，也就是说，在岩芯上统计的缝洞面孔率（ϕ_D）仅包括1厘米至0.5毫米直径的孔隙部分，0.5米至1厘米的缝洞在岩芯统计资料中无法取得，因此只有借助于相同地质条件下野外模拟得到的孔隙度资料，求出以大型溶洞和微观孔隙与中小型缝洞的比例系数m（m称中小洞缝比例系数）。

$$m=\frac{\phi_T-(\phi_H+\phi_C)}{\phi_H+\phi_C} \qquad (2)$$

那么：$\phi_D=m(\phi_H+\phi_C)$ （3）

式(1)可变为：

$\phi_T=\phi_H+m(\phi_H+\phi_C)+\phi_C$ （4）

不同层位不同岩类不同油田m值不同。

任丘油田雾迷山组白云岩m＝0.705

任北奥陶系石灰岩m＝0.128

任北奥陶系白云岩m＝0.199

根据上述公式，可以求得不同潜山、不同层位和岩性的碳酸盐岩储集层的总孔隙度，如任丘雾迷山组利用地质分析方法求得溶洞率(ϕ_H)为0.66％，大直径岩芯分析孔隙度(ϕ_C)为2.1％，m值用金州石棉矿坑模拟调查结果为0.705，应用公式(4)则可求得雾迷山组总孔隙度为4.71％。如果扣除Ⅲ类非储集层、计算Ⅰ、Ⅱ类储集层孔隙度，其结果如表6-11。任北奥陶系不分层组，不分岩性和储集层非储集层，统计平均溶洞率为0.38％(ϕ_H)，大直径岩芯测得孔隙度1.46％，按地质条件类似的周口店模拟调查，求得中小型洞缝系数m＝0.15，中小型孔缝孔隙度为0.29％，则奥陶系总孔隙度为2.13％。如果扣除非储集层，则储集层孔隙度为4.78～5.95％，详见表6-12。

上述碳酸盐岩孔隙度计算方法是建立在地质分析基础上的，这种方法主要是针对碳酸盐岩缝洞孔分布极不均匀的特征提出来的，因而也是比较接近实际的。

五、储集层研究成果的应用

1.应用电测方法确定油气水界面

利用测井方法解释油气水层，对砂岩储集层来讲，方法成熟，准确性高，在生产中已广泛使用。对于碳酸盐储集层来讲，此方法还不成熟，各油田根据其自身的储集层构造特征，摸索适合本地区的最佳方法。

划分油层及油水界面常用的测井方法有两种。

一是深浅侧向电阻率比较法。一般泥浆电阻率大于地层水电阻率，深侧向电阻率高于浅侧向电阻率，即“正幅度差”，表示为油层；如深侧向电阻率低而浅侧向电阻率高，即

表 6-11 任丘全油田雾迷山组分山头Ⅰ、Ⅱ类储集层孔隙度数据表

山　头	储集层类别	溶洞率（%）	大岩样孔隙度（%）	比例系数	总孔隙度（%）
任11井	Ⅰ类	1.84	3.47	0.705	9.05
	Ⅱ类	0.26	2.97	0.705	5.51
	Ⅰ＋Ⅱ类	0.54	3.07	0.705	6.15
任6、7井	Ⅰ类	4.21	3.47	0.705	13.09
	Ⅱ类	0.51	2.97	0.705	5.93
	Ⅰ＋Ⅱ类	1.40	3.07	0.705	7.62
任9井	Ⅰ类	5.97	3.9	0.705	16.82
	Ⅱ类	0.74	0.94	0.705	2.86
	Ⅰ＋Ⅱ类	1.64	1.11	0.705	4.69
全 油 田	Ⅰ类	3.95	3.54	0.705	12.77
	Ⅱ类	0.49	2.42	0.705	4.96
	Ⅰ＋Ⅱ类	1.21	2.57	0.705	6.44

表 6-12 任北奥陶系分组储集层孔隙度数据表

层　位	溶洞率（%）	大岩样孔隙度（%）	比例系数	总孔隙度（%）
上马家沟组	3.52	1.75	0.128	5.95（资料少、代表性差）
下马家沟组	2.97	2.12	0.128	5.74
亮甲山组	0.39	3.6	0.199	4.78

“负幅度差”，一般为水层。深浅侧向电阻率均呈高阻，一般为致密层；均为低阻，则为缝洞层或泥质层。如任238井，在含油井段，正幅度差井段长达110米，油层反映明显。

二是双孔隙度法。所谓双孔隙度即用总孔隙度曲线和水孔隙度两条曲线叠合比较，如两条曲线重叠时出现是“正幅度差”，则为油层；“负幅度差”或无幅度差则为含水层。根据双孔隙度差值还可计算含油饱和度和石油单储系数。

大多数潜山油井在双孔隙度图上表示为“正幅度差”。如任检1井，在油层部分其差值最低为2%，最高为16%，连续井段达210米。

上述两种方法，正幅度差值的底界，即出现无幅度差或负幅度差的井深位置为油水界面。

油气界面的划分，由于实践比较少，尚无规律性的认识，目前只能作到定性解释，利用气层段的声波时差曲线呈高值锯齿状和中子伽马高值明显带来区分油气界面，用此种办法

确定雇辛庄、苏桥等潜山油气田的油气水界面，比较准确。

2.研究剩余油分布状况

剩余油的分布，主要取决于喉道半径<0.1毫米连通的细小孔洞缝，Ⅱ类储集层中剩余油最多，据任28井岩芯资料统计，剩余油层段有71.5%分布在Ⅱ类储集层中，Ⅰ类储集层中占13.4%，Ⅲ类非储集层中占15.1%(表6-13)。

表 6-13　任28井含剩余油岩芯统计表①

储集层类别	含油级		油斑级		锥状迭层石、凝块石白云岩	
	岩芯长(m)	占本级岩芯百分比	岩芯长(m)	占本级岩芯百分比	岩芯长(m)	占本岩类百分比
Ⅰ	1.85	18.4	3.1	19.4	5.4	13.4
Ⅱ	8.06	80.1	10.75	67.4	28.7	71.5
$Ⅲ_1$	0.15	1.5	2.1	13.2	6.05	16.1
合计	10.06	100.0	15.95	100.0	40.15	100.0

①本表系根据任28井3211.4～3398.3米井段岩芯剖面统计。

剩余油主要分布在锥状迭层石白云岩及凝块石白云岩中，因此在剖面上含油层与不含油层往往间互出现。

在平面上，剩余油在断裂带及大缝大洞发育区分布少，在小缝小洞及溶蚀孔洞发育区分布多。

3.指导开发

(1)按储集层类别，采取分段治理措施。分段试油，对套管后期完成井更为有效，如任216井于3209～3212.6米井段对Ⅰ类油层进行试油，日产油87吨；任28井于3016～3026米井段对Ⅱ类储集层抽汲求产，日产油1.46吨、水26.7吨；任检2井于3441～3447米井段，对Ⅲ类致密层试油，测液面日产水2.51吨。因此按储集层类别可进行分层试油分层生产。

(2)分段卡、堵水，这是在认识到泥质碳酸盐岩存在相对隔层条件下实行的措施，以保证油层长期稳定高产。如任25井3222～3334.6米井段裸眼封隔器卡于雾九油组底，其下日产油33吨，含水85.8%，其上日产油246吨，不含水，这样就堵住了下边水层，使上部纯油层稳定生产。同样也可以分段化学堵水。

(3)根据不同储集条件，合理调整采油速度，提高水驱油效率。实验表明纯裂缝型储集层水驱油效率可达96.4～96.7%。而岩块孔缝系统中水驱油效率最低，采收率仅达16.8～26%，而间于其两者之间的缝洞孔复合型储集岩，就需要合理调整采油速度，使缝洞中的油水界面与岩块中孔缝系统中的油水界面上升速度大体相当，以达到最佳水驱油效果。如任11井山头，1979年6月至1980年5月，采油速度平均为1.76%，油水界面月上升15.7米，由于属缝洞孔复合型储集类型，因此油水过渡带厚达377米，阶段驱油效率仅7.3%；1980年6月至1981年12月采油速度调整为0.68%，油水界面月上升速度减缓至2.4米，过渡带减小到200～300米，阶段驱油率提高到35.1%。

(4)结合储集层结构，分析注水效果，选择不同的注水方式。不同结构的储集层，油田注水开发的效果不一样，就是同一油藏，由于储集层的非均质性，反映注水效果也不一样。如任丘雾迷山组为缝洞孔复合型块状底水油藏，采用底部温和注水，适当控制

采油速度，经过八年持续稳产，采出程度17％，效果良好。如河间高于庄组油藏，属于似孔隙型储集类型，采用边外注水开发，注水后油井均见效，产油量稳定，地层压力回升，全油田无水采收率高达22.2％，虽注水外溢量较大，但开发效果仍然是良好的。

（5）根据储集类型制定油田开发方案。制定碳酸盐岩油田开发方案，必须充分考虑储集层特点，在确定井网部署、完井方式及开发指标的预测等方面，均应注意储集层特点区别对待。

碳酸盐岩油藏的井网部署，根据储集层的储集类型和底水情况，如系缝洞孔发育底水块状油藏，油层顶厚边薄，布井方式应是顶密边稀。实践证明这种方式可以延长无水采油期，增加无水采油量，降低累积油水比，延长稳产期限，提高最终采收率。

任丘油田实际选用500～350米井距，顶密边稀的井网部署方案，已稳产8年，采出程度为17％，综合含水为36.7％，开发效果良好。

裂缝型层状边水油藏中，对于油层厚度不大，横向连通好的储集层，井网以稀为宜；在纯油区内，一般布均匀井网。地层倾角陡、油水过渡带窄，在过渡带上不布井；地层平缓，油水过渡带宽，油水过渡带上布少数井（表6-14）。

表 6-14 任丘雾迷山组油藏井网适应性对比表

井网		稳产年限（年）	稳产期采出程度（％）	水淹体积系数（％）	累积水油比	最终采收率（％）
井距	布井方式					
1500		3	8.3	81.3	3.04	42.2
700		6	15.1	82.8	2.46	43.6
500		6	15.2	86.6	2.04	45.5
350		7	18.3	87.0	2.05	45.8
	顶密边稀	6	16.2	86.6	2.04	45.5
	均匀井网	5	11.9	81.6	3.12	42.7

油田的完井方式大体可分两类：油层厚度不大，具有统一油水界面和统一压力系统的油藏，一般采用先期完井法；而对于油层厚度大，非均质程度高，相对隔层较多的油田，可根据不同的钻井目的，分别采用不同的完井方法，检查井、系统取芯井及揭开油层较深的生产井，用射孔完成法，其他仅揭开油层顶部的生产井，也可用先期完井方式，注水井以射孔完井为好，为分层注水创造条件。

开发方案指标的预测，必须建立在比较接近油藏实际的地质模型的基础上。如储集层

表 6-15 储集类型与油井产能对比表

井号	储集类型	孔隙度（％）		裂缝渗透率（毫达西）	日产油（吨）	生产压差（大气压）	采油指数（吨/日·大气压）
		岩块	裂缝				
马60	似孔隙型	1.97	0.2	210	183	21.1	8.7
任83	裂缝型	3.6	1.1	592	463	8.1	57.2
任11	复合型	4.67	0.545	1445	3684	6.7	55.0

厚度、孔隙度、渗透率、裂缝孔隙度与岩块孔隙度及其两者之比，都是预测指标的重要参数。

（6）依据储集层特征，进行动态分析，及时采取措施，提高开发效果。不同储集类型的储集层，生产能力差别很大。在相同的外部条件下，生产能力是储集类型的直接反映，见储集类型与油井产能对比表（表6-15）。

由于储集层的非均质性严重，油田各区块和纵向各层段储集层性质变化很大，所以必须根据储集层特性，对油井生产能力进行分析，确定合理产能。

第二节　下第三系陆相储集层

冀中坳陷在下第三系八个组段中已发现了16个油气田（表1-3），其储集岩类有砂岩、砾岩、碳酸盐岩及玄武岩。它们主要分布在坡积、河流、三角洲、滨浅湖及较深水湖四种环境12种成因的砂体中（表6-16），河道砂含油最佳，已探明的含油面积和地质储量分别占第三系含油面积的44%，储量的45.40%；其次是三角洲前缘砂、滩砂、堡坝砂体，在这三种砂体中共计探明含油面积、地质储量分别占第三系含油面积的47.8%，储量的49.1%；浊积砂和碎石流砾岩体含油面积仅占6.9%，储量占5.5%。

表6-16　下第三系砂体储集条件及含油气情况表

环境		叠加面积 (km^2)	平均孔隙度 (%)	平均渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)	含油气情况	资料情况 (样品数/井数)
坡积带	碎石流	1470	5.3	7	刘李庄油田在孔店组获高产油流	6/1
河流	心滩	7948	26.8	648	岔河集、河间油田在东营组—沙一上段	55/3
	边滩		21.1	356	岔河集、河间油田在东营组—沙一上段	131/3
	漫滩		14.8	70	岔15井区东三段见工业油流	142/3
	沼泽		17.4	54	显示	46/2
三角洲前缘		1301	24	99	柳泉油气田沙三中段	77/1
滨浅湖	沙坝	250	27.4	185	南马庄油田沙二段	27/1
	生物滩	3160	17.3	122	大王庄油田沙三段获高产油流	8/1
	沙滩	5400	30.5	99	别古庄油田沙四上段	207/1
	堡坝	60	19.3	14	高家堡油田沙三段	13/1
较深水湖	水下冲积扇	1050	21.2	142	赵7井于孔店组见工业油流	143/2
	浊积砂	150	17.5	38	凤河营油田在沙三段获工业油流	17/1

一、环境与储集岩物性

1.碎屑岩储集体的沉积环境及其物性特征

冀中坳陷下第三纪湖盆经历了一个由形成、发展到衰亡的全过程，从而形成了各式各样的沉积环境和各种不同类型的储集岩体。目前经钻探证实的有七种类型共87个砂体。

（1）坡积带碎石流砾岩体

碎石流砾岩体是湖盆早期，临近古老剥蚀山区，由于物理风化作用在重力分异下形成的

一套碳酸盐岩成分的砾岩、角砾岩夹杂色泥岩沉积组成。主要发育在坳陷中南区的孔店期，计有晋4-36井、晋43井、泽17井、任西一雁翎、鄚州和牛驼镇凸起南部● 六个地区，总面积为1470平方公里。砂体骨架形态为掌状、扇状和带状，厚层砾岩向湖区成楔状伸延，往往过渡为冲积扇。

由于岩性粗、变化大、物性差，一般不是有利储集层，仅局部地区在筛析作用下，可形成物性较好的储集体，如刘李庄砾岩油藏。

（2）冲(洪)积扇砂砾岩体

发育在沙四一孔店期，分布在坳陷中南区陡岸和北区斜坡带。为一套杂色砾岩与紫红色砂砾岩和泥岩组成的正韵律层。岩石的成分和结构成熟度均低，储集性能不好。计有保定一定县、武强和永19井三个冲(洪)积扇群，以保定一定县冲(洪)积扇群规模最大。位于扇根的保深1 井砂砾岩厚度，占地层总厚度的90%以上。

（3）河道砂体

此类砂体主要发育在一次湖侵期之前后，如沙四段、沙二段和东三段都是河流沉积最发育的时期。在南区的深县，西南区的高阳一博野、晋县，中区的岔河集以及东北区的文安一武清六个河流区内，总计有大小河道砂体42个，叠加面积达7948平方公里。其特点是分布广，规模大，物性好。岔河集、文安和深县地区东三段一沙一上段的河道砂体是坳陷区下第三系的主力油层之一。

高阳一博野砂体群是坳陷中规模最大的一个，它从孔店期开始形成，一直延续到早第三纪结束，东营期是它的全盛期，叠加面积达1550平方公里，砂层累计厚度为700米，平均孔隙度为23%。

文安一武清砂体群是仅次于高阳一博野砂体群的又一个长期发育的河道砂体群。东营期最发育,砂层累计厚度达850米,叠加平面积370平方公里，平均孔隙度为19.6%，渗透率为122×10^{-3}二次方微米。

深县和岔河集砂体群形成时间较晚，为沙一晚期一东营早期。储油物性好，叠加面积分别为1050和112平方公里，砂层累计厚度分别为215米和100米，砂岩平均孔隙度分别为25～27%和22.5%；渗透率分别为700×10^{-3}和316×10^{-3}二次方微米。

（4）滨浅湖砂体

滨浅湖砂体主要有三种。一是滩砂体，二是坝砂体，三是堡坝砂体。

1)滩砂体　沙三和沙一下两次最大的湖侵期是滩砂沉积的鼎盛期。砂体呈透镜状沿湖岸及水下隆起周围分布。砂体分布广、数量多、规模小、物性好。在坳陷中南区的蠡县、深县、束鹿、里坦和高阳一保定等地区尤为发育。岔河集、高阳、深县、束鹿等地区的滩砂，含鲕粒和生物碎屑。叠加面积为5400平方公里，砂岩累计厚度20～100米。平均孔隙度20.8%，渗透率235×10^{-3}二次方微米；坳陷中部任丘一肃宁古隆起周围发育有碳酸盐岩生物滩，其叠加面积为5661平方公里，储集层累计厚度为12～40米，在任丘、高阳和大王庄地区已获工业油流；坳陷东部南马庄、河间、武强一带，生物滩和砂滩间互分布，但规模较小。

2)坝砂体　仅发育在沙二、沙三段沉积时期的凹陷缓坡带上，计有中岔口一柳泉和文安

● 为推测地区，以下同。

一南马庄两个坝砂体，叠加面积为250平方公里。这类砂体的最大特征是砂层组及单层厚度均大，物性好。北部中岔口一柳泉坝砂体，砂层组厚度50～200米，单层厚度2～5米，平均孔隙度27.4%，渗透率635×10^{-3}二次方微米。

3)堡坝砂　它是形成于古隆起带上的一种砂体，形成条件比较特殊，仅在高家堡地区沙三段中有发现。砂体叠加面积约60平方公里，砂层厚、粒级细、物性好，是形成岩性油藏的良好储集层。该砂层组厚100～200米，其中渗透砂岩占20～45%，以细一粉砂岩为主，孔隙度为10～36.6%。

(5)三角洲前缘砂体

三角洲前缘砂体，发育在凹陷的陡翼，呈扇状或朵叶状分布。在沙一、二、三段沉积时期先后形成了旧州—固安、侯尚村—柳泉、南马庄，留路—武强、博野—肃宁、孙虎和荆丘等七个大型三角洲前缘砂体，其中以旧州—固安、博野—肃宁和荆丘三个砂体最为典型。

旧州—固安三角洲前缘砂体，具有三角洲的完整层序。砂体平面上呈朵叶状展布，规模大、分布广，砂层组厚200～400米，叠加面积为600平方公里。砂层平均孔隙度23%，渗透率57×10^{-3}二次方微米。

荆丘三角洲前缘砂体是在湖盆咸化期发展起来的，属多期叠合型。层序上三层结构明显；砂体呈朵叶状延伸。砂层组厚250～440米，占剖面总厚的35%；叠加面积126平方公里，砂岩平均孔隙度15.8～19.4%，平均渗透率$(135\sim146)\times10^{-3}$二次方微米。

博野—肃宁三角洲前缘砂体，发育于沙一段沉积早期的高阳斜坡上，它是下第三系唯一形成于缓坡上的三角洲砂体，面积575平方公里，砂层组厚30～100米，砂岩孔隙度18～24%。

(6)较深水湖浊积砂体

这种砂体仅在曹家务地区的沙三中段发现，是一套夹在六段暗色泥岩中的砂砾岩、砂岩、粉砂岩等粗碎屑沉积。砂岩结构和成分成熟度均低。平面上呈椭圆形分布，范围局限，面积150平方公里，砂层组厚100～200米。物性差，平均孔隙度17.5%，平均渗透率38$\times10^{-3}$二次方微米。

(7)较深水湖—水下扇

主要发育在湖盆早期临近山区的凹陷陡翼。为一套由暗色泥岩夹杂色砂砾岩组成的正韵律层。平面上呈扇形，直接插入较深水湖中，扇根与陡岸连接，扇端则相变为暗色泥岩。它们主要分布在孔店组和沙一上段，计有兴6—固5井、柳1井、曹家务、安新、岔3井、赵7井和束鹿东坡等七个扇体，叠加面积1050平方公里，砂岩厚50～60米。其储油物性随不同部位而异，变化较大。

以上七种成因的储集体。在平面分布上是不均衡的。其储油物性差别也是很大的(表6-17)，河道砂储集层最好，其次是滩坝砂和三角洲前缘砂。

2.碳酸盐岩储集体及其物性特征

下第三系碳酸盐岩储集层在冀中坳陷的分布也较为广泛，主要集中在沙三段和沙一下段两个层段中，累计分布面积为6408平方公里(图6-10)，累计厚度分别为50和61米。

按其成因可分为三种类型：1)生物碎屑灰岩类；2)鲕灰岩类；3)藻白云岩和砂屑白云

岩类。

生物碎屑灰岩和鲕灰岩类，主要发育在沙一下段，多呈薄层透镜体状，单层厚仅2～3米。是滨浅湖高能环境沉积物。主要分布在高阳、肃宁、南马庄和深县四个地区，叠加面积1750平方公里（图6-10）。岩石中生物碎屑、鲕粒占50%以上，鲕粒多为表鲕、生物鲕。

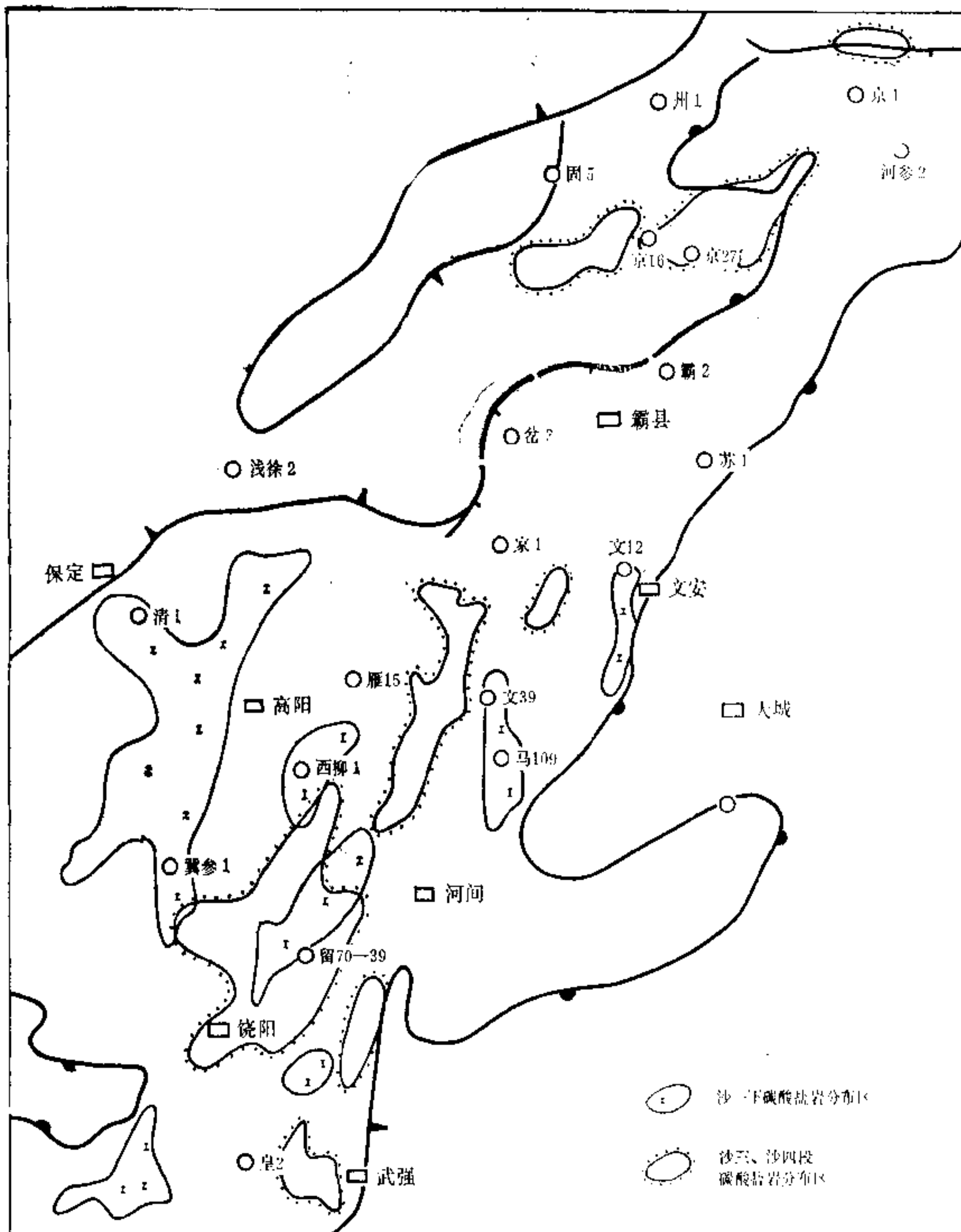


图6-10 冀中坳陷下第三系碳酸盐岩储集层分布图

岩石孔隙既有原生型，又有次生型，起主要作用的是原生粒间孔隙和次生粒内溶蚀孔隙。孔隙度 4 ～21%.(任109、102井沙三段)，具有较好的储集性能。目前在此类储集层中仅获少量油气流。

藻白云岩、砂屑白云岩类，主要发育在沙三段，在沙一下段也见零星分布。呈厚层透镜体状，单层最大厚度可达15米。渗透性石灰岩累计厚度达34米，是滨浅湖生物滩沉积物，在任丘、大王庄等水下隆起区发育，叠加面积约1400平方公里。

藻白云岩是由生活在半封闭较咸水湖湾环境下的藻类生物堆积后为白云质胶结而成，而砂屑白云岩则由固结的藻白云岩被破碎成颗粒后经钙质再度胶结而成。两者成分皆以白云石为主。岩石孔隙有原生粒间孔隙、藻架孔隙及次生粒间孔隙和粒内溶蚀孔隙，其中藻架孔隙及粒内溶蚀孔隙最为发育。藻架孔隙直径可达0.05～0.2毫米。本类碳酸盐岩具有很好的储集性能。孔隙度5.6～33.9%(任108井沙三段)，已在留70-39井沙三上段的藻白云岩中获得了日产百吨以上的高产油流。它展示出藻白云岩储油层找油的广阔前景。

3.原生储集空间的分布及影响因素

岩石的孔隙性和渗透性是用来判断岩石储油物性的主要指标。孔隙性的好坏直接影响着油气储集的数量，而渗透性的好坏则决定着油层的产能。

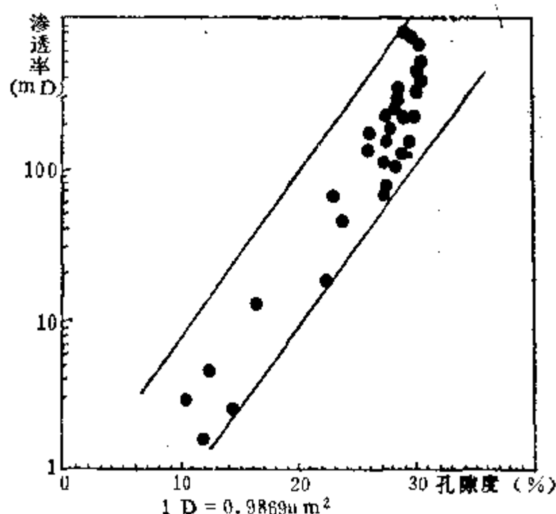


图 6-11　泉4井沙三中段孔隙度与渗透率关系图

一般情况下孔隙度与渗透率之间成正比线性关系(图6－11)但当孔隙度增大到一定程度时，渗透率的增长就脱离了孔隙度的制约，使关系曲线几乎平行纵轴（图6－12)，此时控制渗透率的主要因素不再是孔隙度，而是岩石颗粒大小、接触方式、胶结物成分和含量等因素。

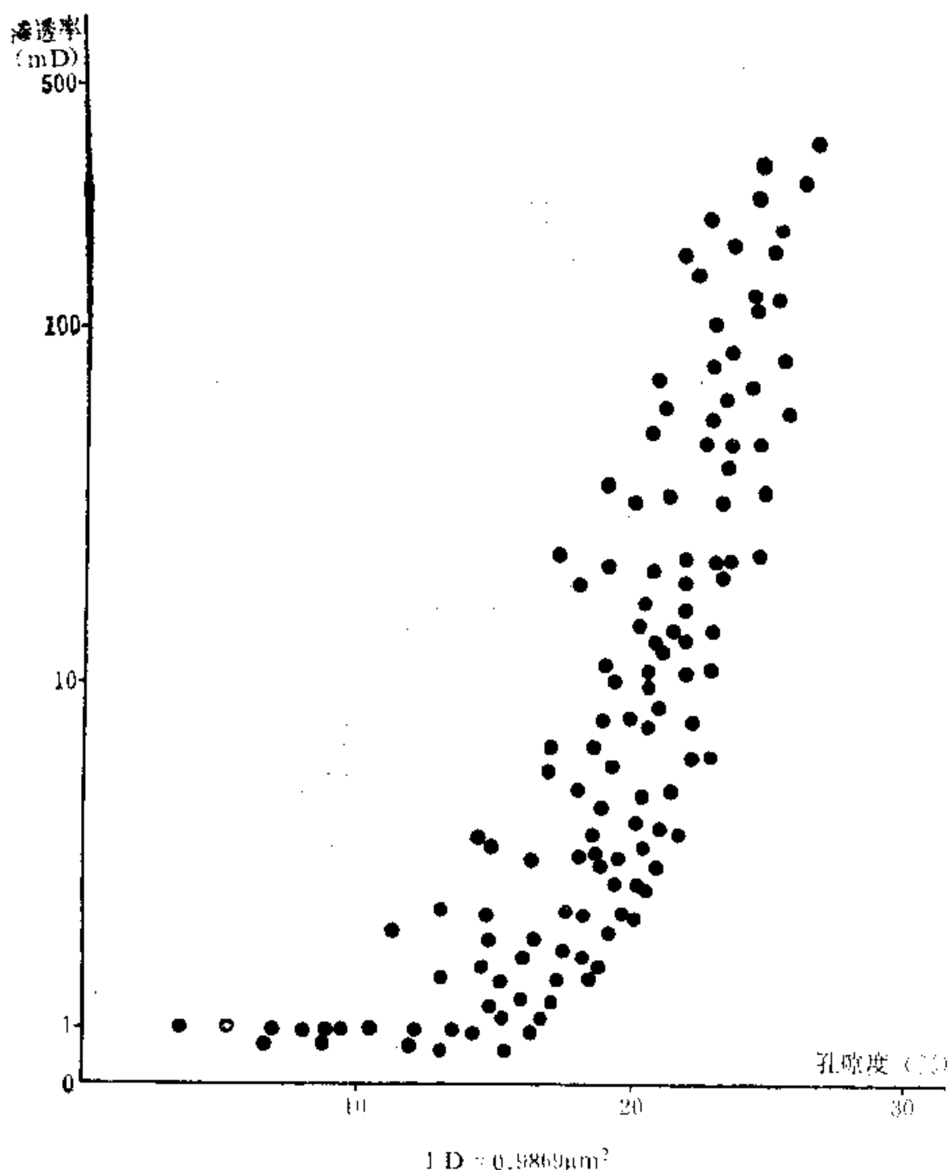
不同环境沉积的砂体、储油物性差异十分显著，图6－13及表6－17清楚地反映出沉积环境对储集层物性的影响，这种影响主要表现在两个方面。

(1)粒度与物性关系

渗透率与碎屑岩粒度关系密切，粒径越大，粒间孔隙的截面积就越大，因而渗透率也就越大(图6－14)。当然,两者也并非为简单的线性关系，它还受到诸如颗粒分选程度等因素的影响。分选差的砂砾岩,渗透率甚小，甚至成为致密层;而分选好的粉一细砂岩,其渗透率也可以较高，如荆丘油田沙三段的三角洲前缘砂，其粒度中值为0.11毫米，平均渗透率却达135×10^{-3}二次方微米。

据统计，沙河街组河道砂体和滩、坝砂体粒级适中,分选好，是构成良好储集层的先天条件(表6－17)。

从理论上讲孔隙度与粒度之间不存在任何联系，但实际上经常见到的则是当粒度大、分选好时，绝对孔隙度和有效孔隙度值就大，反之则小。这是由于碎屑岩颗粒大小的不均



1 D = 0.9869μm²

图 6-12 安86井沙三段孔隙度与渗透率关系图

表 6-17 冀中坳陷沙河街组不同成因砂体物性数据表

砂体类型	粒度中值 (mm)	分选系数	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)	油田举例
河道砂	0.155		21.9	391	岔河集Ⅰ油组
滩砂	0.09	1.80	19.8	153	别古庄Ⅱ油组
三角洲前缘	0.11	1.23	20.2	182	河间Ⅲ油组

匀和形状的不规则造成的。

（2）胶结物与物性的关系

胶结物的成分和含量对储油物性有明显影响，由表6-18及图6-15可看出，当胶结物含量<10%时，储集物性明显变好。图6-16则表明泥质胶结物比碳酸钙胶结物对孔隙度的影响更大。

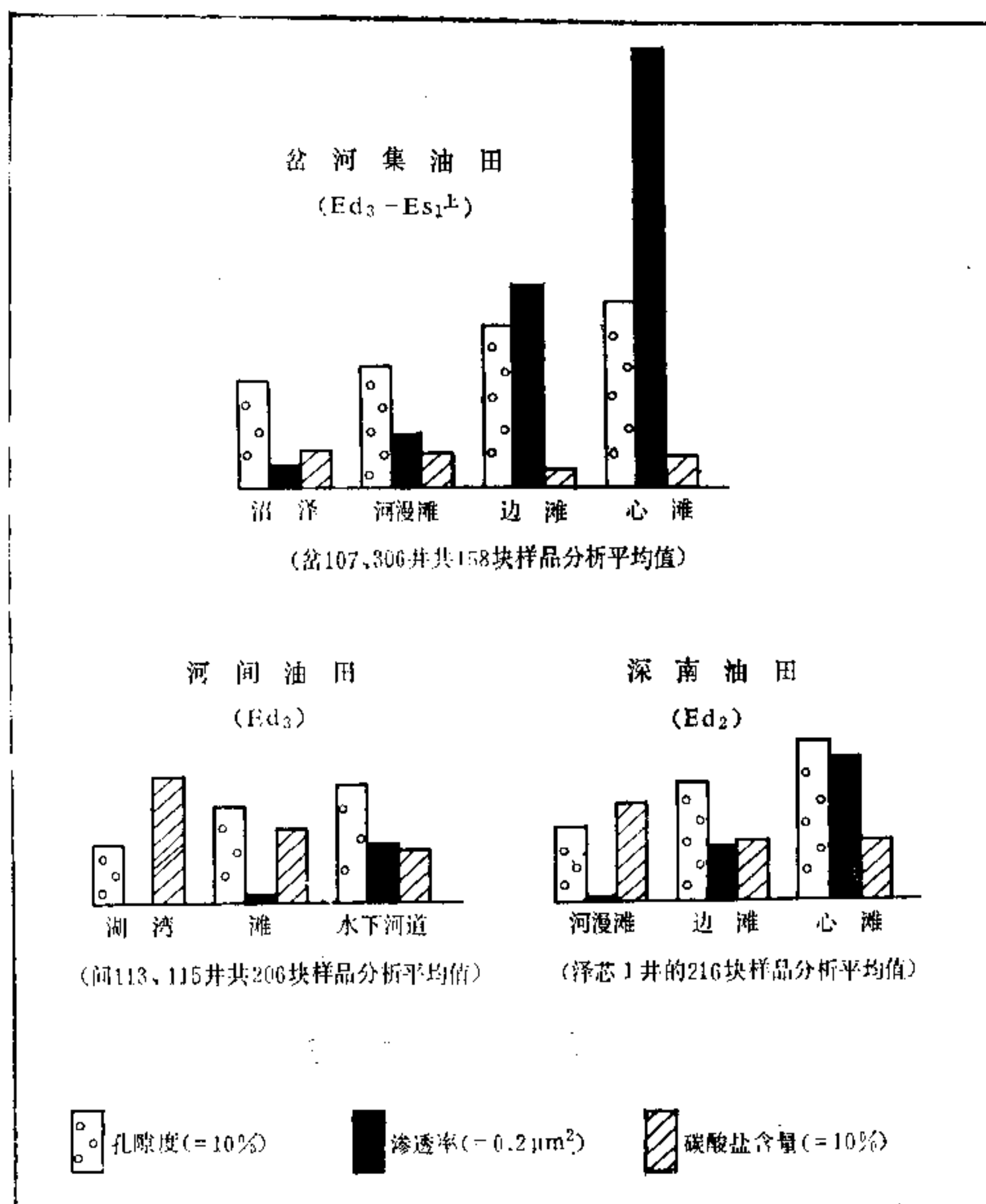


图 6-13 三个油田不同沉积环境与储集层物性典型关系图

表 6-18 胶结物成分和含量与物性关系表

砂体类型	胶结物总量 (%)	泥质 (%)	钙质 (%)	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)	油田举例
三角洲前缘砂	21.4	14.4	7.0	18.2	111	荆丘油田(Es_3)
滩砂	10.7	0	10.7	29.9	217	别古庄油田(Es_4上)
河道砂	20.4	12.6	7.8	22	55～291	岔河集油田(Ed_3)

二、储集层的后生变化

储集层的储油物性不仅受沉积环境的影响，同时又为后期成岩作用所控制。后期成岩作用对储集层储集物性的作用，集中表现在以下两个方面：

1.储集层物性与埋深关系密切

当沉积物被埋藏到一定深度后，温度、压力达到了一定界限值，在地下水的参与下，沉积物在机械压实、溶蚀和去羧基等综合作用下，原始面貌不断受到改造。不同深度，改造程度不同，表现为虽属同一凹陷，相同成因的砂体，但由于埋藏深度的不同，储集物性却有明显差异(表6-19)。

冀中坳陷下第三系含油层，埋藏深度差别很大，从1300米直至4300米，相差3000米。根据埋深的不同，将储集层分为三类，即浅层胶结型、中层压实—胶结型和深层压实型。不同类型储集体储集空间的变化情况见表6-20。

表 6-19 冀中坳陷霸县凹陷河流相砂岩埋深与物性关系表

地区	埋深(m)	物性(平均值/样品数)		成岩作用			
		孔隙度(%)	渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)	颗粒接触关系	石英次生加大	高岭石化	碳酸盐含量(%)
岔河集	1850~2081	28.44/30	1012/30①	浮颗粒点接触	无	无	1~2%
	1850~2360	22.0/20	212/20	浮颗粒点接触	无	无	1~2%
苏桥	2411~2528	19.6/24	123/24	点接触	无	无	1~2%
岔河集	2500~3000	21.0/24	75/24	点线接触	开始见到	开始见到	3%

①分母为样品数。

表 6-20 冀中坳陷下第三系不同埋深储集体储集空间状况表

埋藏深度(m)	砂岩类型	原生孔隙(%)	不可压缩孔隙(%)	孔隙度(%)		渗透率$\times 10^{-3}(\mu m^2)$
				孔隙度	镜下面孔率(次生孔隙)	
1500~2500	浅层胶结型	35	10	28	18	1012
2500~3000	中层压实胶结型	35	8	20	12	75
3000~4300	深层压实型	35	7	13	6	16

表6-20中这种不同埋深的砂岩储集性能变化，正是砂岩受成岩作用改造的反映。

2.储集层处于生油门限深度时，次生孔隙发育

次生孔隙率的生成，大多是由于新生成的碳酸(生油岩进入门限深度时的脱羧基作用将析出CO_2)把砂岩孔隙中充填的钙质溶解排出的结果。因此，当生油岩处在大量生油期，正好是储集层大量次生孔隙生成时期，这种生油与储集条件的配合，恰好是油气聚集的重要条件。如霸县凹陷生油门限深度为3000米，现今埋深在2700~3100米的沙三段滩砂

含油层，平均孔隙度为19.7%，平均渗透率达157×10^{-3}二次方微米；而埋深大于3500米的沙三段坝砂含油层，其平均孔隙度仅13.2%，平均渗透率也只有16×10^{-3}二次方微米。

三、有利储集层的分布

湖岸线两侧往往发育良好储集层。河道砂、三角洲前缘砂、沿岸滩砂、坝砂等均与湖岸线密切相关。冲积型砂体垂直岸线分布，滩砂、坝砂则平行岸线分布。因此，只要搞清岸线展布方向，明确砂体成因，就可以追踪砂体，发现新的有利储集体。在单断凹陷不同部位的湖岸线分布有不同类型的储砂体。在凹陷陡翼湖岸线，往往发育有储集性良好的三角洲前缘砂体和指状、舌状河道集体，前者如荆丘三角洲砂体，后者如岔河集油田东三段河道砂体。沿凹陷缓翼湖岸线两侧发育有河道及滩、坝砂体，河道砂，砂体多呈大型扇状向湖心展布，渗透性砂岩厚度大，成分和结构成熟度均较高，如文安斜坡中的东三段、沙一上段砂体；滩、坝砂体多平行湖岸线分布，呈不规则带状或椭圆状小型砂体群，其规模虽不及河道砂体可观，但砂层物性好，成分和结构成熟度均较高，也是坳陷中良好储集层。如

表6-21 冀中坳陷下第三系

层位	储集体名称	砂体成因	厚度(m)	物性		含油气情况
				孔隙度(%)	渗透率$\times10^{-3}(\mu m^2)$	
东二段	高阳砂体前缘	河道边滩	30～40			
	安国—博野砂体前缘	河道边滩	30～40			
东三段	清苑—博野砂体前缘	河道	60～70	11.9～18.5	26～90	获工业油流
	文安砂体前缘	河道	20～80	23.9	42	获工业油流
	岔河集砂体前缘	河流	40～50	25～27	770	获工业油流
	孙虎—留楚砂体前缘	河道	170	19～26	178～43	获高产油流
	安新砂体前缘	河道	27～55			
沙一上段	肃宁砂体	三角洲	50～70			
	高23井砂体	三角洲	50～90			
	霸县南砂体①	三角洲	50～60			
	岔3井砂体	水下扇	50～90	20～30	296～395	获工业油流
沙一下段	岔河集砂体	滩砂	30～60	9～15.4	1～11	获工业油流
	高阳砂体	滩砂	20～42			同上
	博野—肃宁砂体前缘	三角洲	40～100	18～24		同上
	深县砂体	滩砂	30～55	10～20	1～54	同上

河西务沙四段滩砂体，砂岩累计厚度50～190米，平均渗透率为89×10^{-3}～99×10^{-3}二次方微米，平均孔隙度为30～31%。

四、有利相带预测

综上所述，有利相带的形成是多种因素共同作用的结果。因此，在确定有利相带时，除考虑沉积环境这一重要条件外，还应综合考虑生油及圈闭等多方面的因素。按此，提出了预测有利相带的五条标准：

1.储集岩体与生油岩在空间上的配合关系；

2.储集层的成因类型及埋藏深度；

3.储盖组合关系；

4.形成地层、岩性圈闭的条件；

5.油气显示的活跃程度。

根据上述标准，在冀中坳陷下第三系中划分出了17个有利相带和21个较有利相带。总面积8515平方公里，详见表6-21及图6-17A、B。

有 利 相 带 特 征 表

依据简述	级别	面积(km²)
1)储集层物性好， 2)砂体前缘储盖组合好	较有利	300
1)储集层物性好 2)邻近高阳断裂和沙河街组生油区	较有利	640
1)河道砂、滩砂覆于沙一段生油岩之上，生储盖组合好 2)位于构造和岩相变化选置区，利于形成构造、岩性圈闭油气藏 3)留西，大王庄，肃宁获工业油气流	有利	392
1)有河道砂，推测有三角洲和滩砂储集层。 2)临近沙三段生油区 3)可寻找岩性、构造油气藏	有利	320
1)储集层处于生油区内， 2)处于岩相变化构造选置区，利于形成构造岩性圈闭。 3)古河道中、上游已成油田	有利	95
1)储集层覆于沙一段生油区边缘， 2)处于东部断裂带利于形成构造油藏	较有利	318
1)位于生油区边缘 2)砂体前缘岩性尖灭带易形成岩性油藏	较有利	268
1)处于古河道入湖区 2)留61井三角洲有北移趋势并已获工业油流	有利	184
1)处于古河道入湖区 2)侧旁已见工业油流	较有利	120
同上	较有利	32
1)扇端生储盖条件好， 2)扇中已成油田	较有利	56
1)面临生油凹陷，储盖组合条件好。 2)已获工业油流	有利	250
1)临近生油区， 2)有砂岩和碳酸盐岩储集层 3)生储盖组合适宜	有利	600
同上	有利	300
1)储集层物性好 2)局部构造圈闭较发育 3)已见工业油流	较有利	400

层位	储集体名称	砂体成因	厚度 (m)	物性		含油气情况
				孔隙度 (%)	渗透率 $\times 10^{-3}(\mu m^2)$	
沙一下段	晋28井砂体	三角洲	40～80			
	南马庄生物滩①	生物滩	12～30			见显示
沙二段	南马庄—文安砂体	坝砂	40～118	21.3	77	获工业油流
	武强砂体	三角洲	50～80	20.7	59	见显示
	荆丘砂体	三角洲	136～305			获工业油流
	深县砂体	河道	50～140			已获工业油流
	高阳—安国砂体①	河口	25～181	22.3		
沙三段	荆丘砂体	三角洲	137～209	9.4	146	见工业油流
	大王庄—深泽砂体	滩砂	30～148	17.3	122	见工业油流
	留路—武强砂体	三角洲	135～360	18	109	见工业油流
沙三段	高家堡砂体	堡坝	50～100	19.3	14	同上
	孙虎砂体前缘	三角洲	68～259			见显示
	文安砂体	滩、坝	150	18.0	76	见工业油流
	曹家务砂体	浊流	100～200	17.5	38	同上
	旧州—固安砂体	三角洲	200～400	23.0	57	见显示
沙四段	高家堡砂体	三角洲前缘	200	9.23		见显示
	安34井砂体	浅滩	50～120	29.9	217	见工业油流
	牛西砂体	浅滩	大于100			见显示
	曹家务砂体①	水下扇	大于100			
孔店组	晋4—36井砾岩体	碎石流	250	7.9	6	已获工业油流
	任西—雁翎砾岩体	碎石流	250～500	11.8	2	已获工业油流
	兴6—固5井砂砾岩体	水下扇	100～400			见显示
	曹家务砂砾岩体	水下扇	>150			
小计	38					

①为预测砂体。

续表

依据简述	级别	面积 (km^2)
1)面临生油区 2)储集层物性好生储盖配置理想 3)处于断裂带附近易于形成构造及地层不整合圈闭油气藏	较有利	55
1)生物灰岩储集层发育 2)生储盖配置良好 3)油气显示活跃	较有利	32
1)处于“三带”区 2)面临生油区 3)有地层、岩性多种圈闭	有利	560
1)位于生油区 2)有发育储集层 3)有构造圈闭、地层圈闭	较有利	256
1)位于生油区 2)储层发育，生储盖组合好 3)有构造岩性圈闭	有利	122
1)复于沙三段生油层之上 2)有发育的储集层	有利	160
1)处于古斜坡之上 2)储集层发育 3)靠近生油区	较有利	64
1)位于生油区 2)生储盖配置良好 3)有构造和岩性圈闭	有利	85
1)有砂岩和藻白云岩储集层 2)有地层，岩性圈闭 3)临近生油区 4)藻白云岩获高产	有利	800
1)储集层覆于生油岩之上具较好生储盖组合 2)处于构造断裂带之上	有利	208
1)面临生油区 2)储集层条件好 3)岩性圈闭发育	有利	60
向凹陷中心推测保存条件变好，生储盖配置变好	较有利	196
1)储集层物性较好 2)临近生油区 3)有发育的地层和岩性圈闭	有利	196
1)位于生油岩体之中 2)靠近三角洲前缘储集层发育物性变好	有利	112
1)紧临生油凹陷 2)具有良好的生储盖组合	较有利	188
1)处于河流入湖口储集层发育 2)有构造圈闭 3)见显示	较有利	76
1)与别古庄油田处于同样沉积环境 2)低部位获工业油流 3)发育有地层和构造圈闭	有利	300
1)储集层条件好 2)有地层、构造多种圈闭	较有利	82
1)处于生油区中 2)临区河西务北段水下扇中产油	较有利	68
1)储集层有较好的物性 2)靠近孔店组生油区 3)已获工业油流	较有利	96
1)储集层厚且有较好的物性 3)靠近孔店组油源区 3)已发现油田	较有利	200
1)临近油源 2)储集层有一定厚度 3)生储盖组合条件好	较有利	300
1)临近油源 2)储集层有一定厚度 3)生储盖组合条件好	较有利	24
		8515

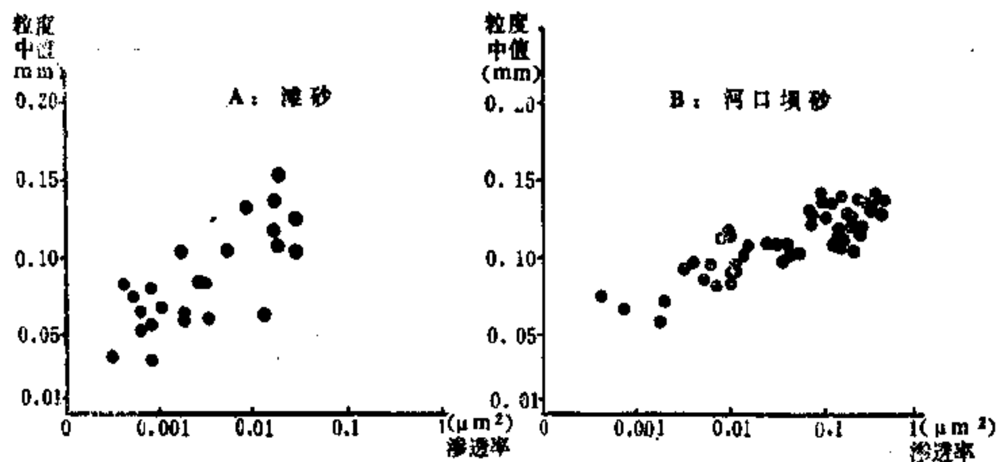


图 6-14 荆丘油田沙三段油层渗透率与粒度中值关系图

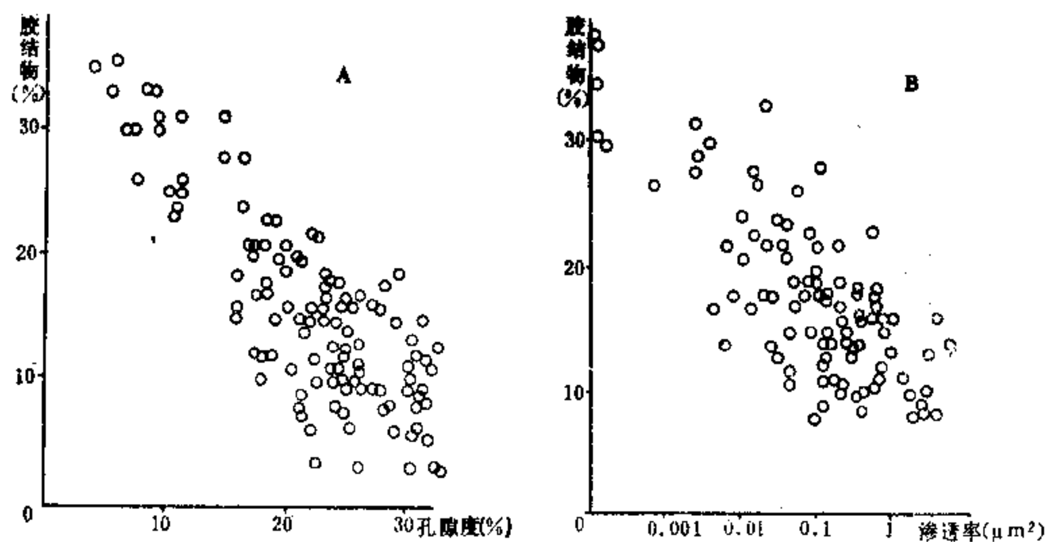


图 6-15 冀中坳陷东营组胶结物含量与物性关系

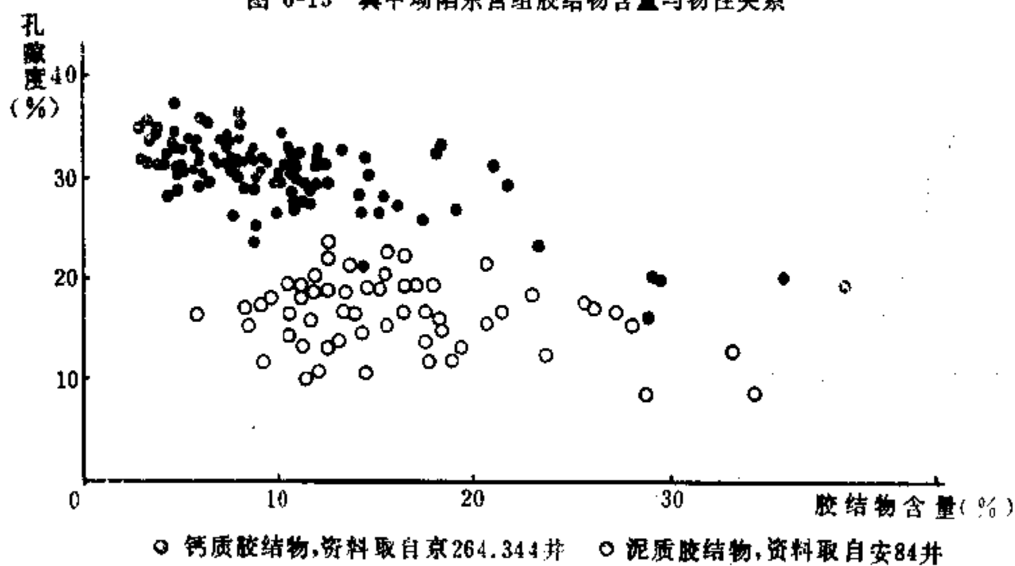


图 6-16 廊固坳陷沙四段孔隙度与不同成分胶结物含量关系图

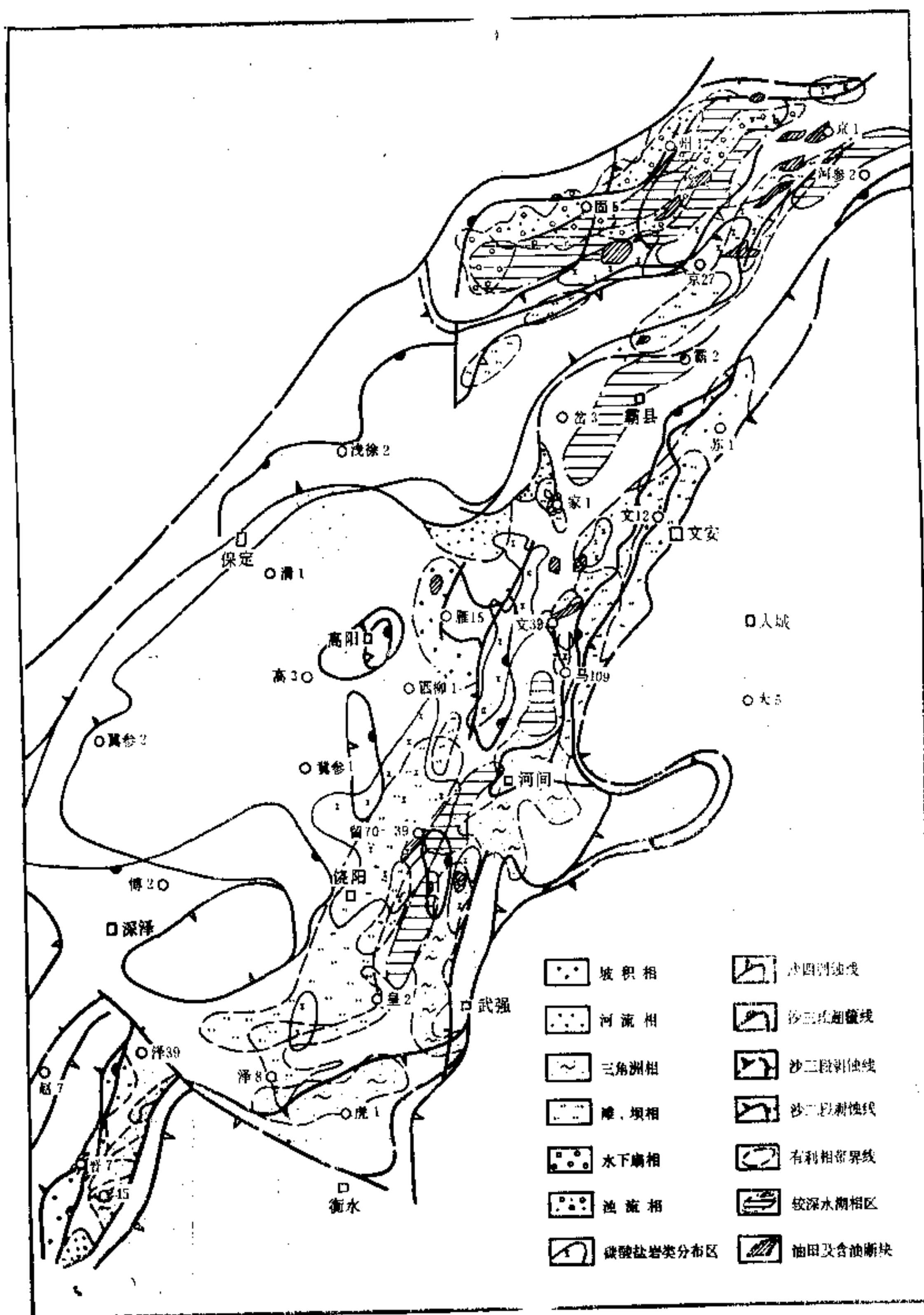


图 6-17A 冀中坳陷下第三系（孔店组—沙二段）有利相带预测图

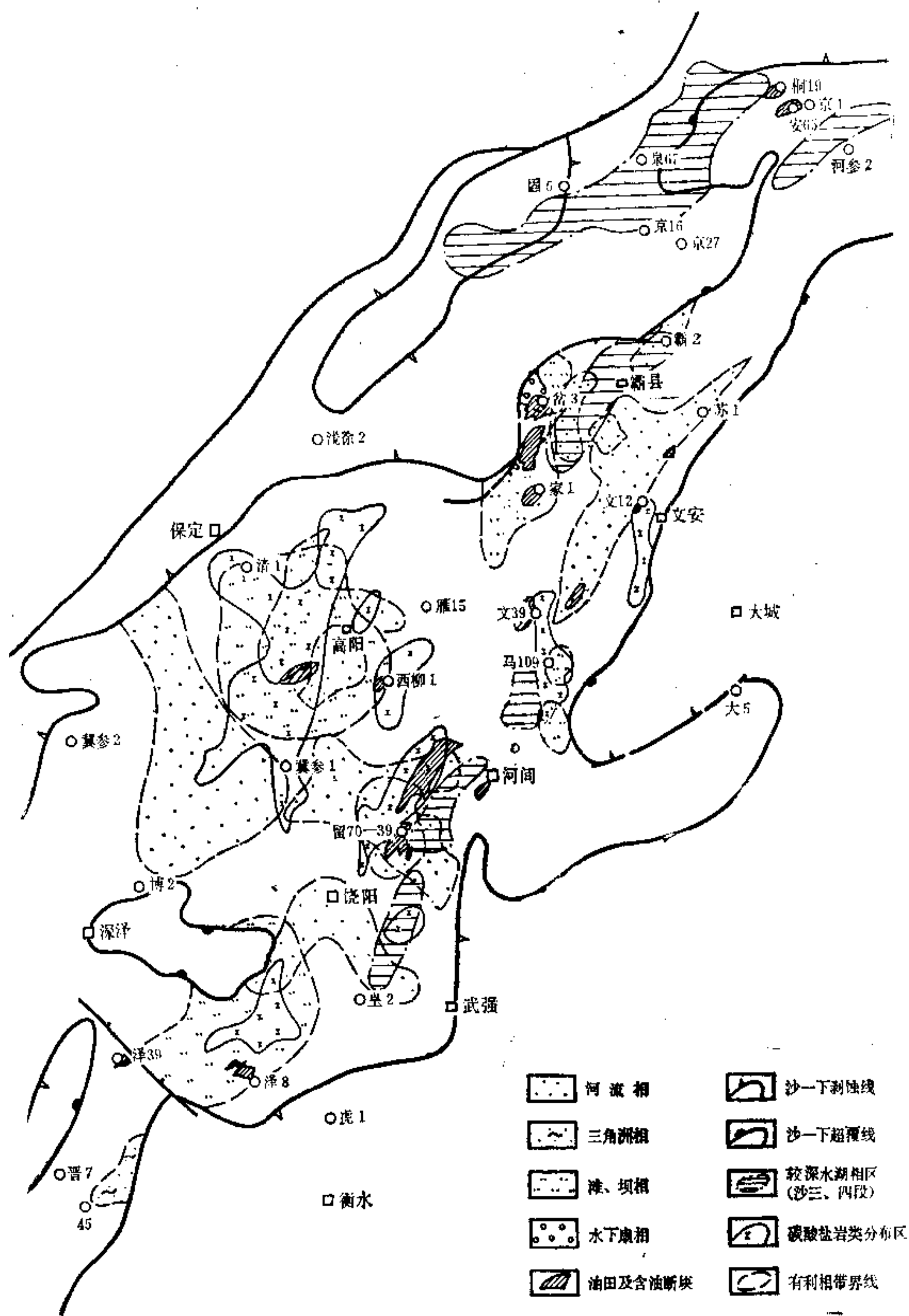


图 6-17B 冀中坳陷下第三系（沙一段—东营组）有利相带预测图

第七章　水文地质

冀中坳陷的中上元古界下一古生界碳酸盐岩的潜山含水系[1]，与坳陷外围的太行山、燕山紧密相连。潜山地层水性质，自山区向坳陷内部有规律的变化，说明潜山[2]地层水具有统一的水动力系统。

坳陷的主要沉积盖层第三系，为一套陆相碎屑岩，最大厚度达万米，具有多沉积中心、多物源和多旋回的特点，因而形成了纵横向变化都很大的多层砂岩含水岩系。现今的地层水研究表明，第三系含水岩系的富水性和水化学特征，是被沉积环境和后生变化所控制的。

第一节　地层水化学纵向分带

一、地层水化学分类

1.分类原则

当前地层水化学分类方法有很多种，在油气勘探中，过去一般采用B.A.苏林分类法，该分类法是以水中离子之间的比例关系为依据的。在实际应用中，发现存在着一定缺陷，如潜山地层水，若按B.A.苏林的分类划分，冀中坳陷除了南马庄、留路、大城一带为硫酸钠型水外，其余广大地区无论埋藏深浅甚至地表水均为重碳酸钠型水。显然反映不出水化学环境实际存在的差异，当然也就不可能进一步论证在这个广大地区内不同水化学环境和油气聚集的关系了。鉴于此，采用了C.A.舒卡列夫分类，结合冀中实际情况并作了修正。把其原分类法所规定的参与命名离子当量数的最低值25%修正为10%，这样就可把用B.A.苏林分类法难以区分的差别表现出来，较好地反映出冀中坳陷地下水化学成分的变化规律。但考虑到苏林分类法已为广大石油地质家所采用，因此，在说明区域水型时仍把苏林分类法标出，以资对照。

2.类型划分

根据C.A.舒卡列夫分类法，冀中坳陷地层水存在以下六种类型：

(1) HCO_3—Mg·Ca型水，

(2) 多种离子型水(HCO_3·Cl·SO_4—Na·Ca·Mg)，

(3) HCO_3·Cl—Na型水，

(4) Cl·HCO_3—Na型水，

(5) Cl·SO_4—Na型水，

(6) Cl—Na型水，

二、地层水化学特征的纵向分带

形成地下水化学特征分带的关键因素是沉积环境及沉积间断。沉积环境决定同生沉积水性质，沉积间断决定地下水的后期变化。连续沉积时期特别是连续湖相甚至盐湖相沉积

[1] "潜山含水系"及"潜山地层水"这些术语不确切。但考虑到习惯叫法及避免不必要的混乱，仍沿用这些术语。

[2] 潜山均指主要由碳酸盐岩组成的潜山，以下同。

期，是水文地质的封闭时期，先期沉积物迅速被掩埋，地层水向浓缩方向发展，并使之咸化；沉积间断期是水文地质开启时期，古淋滤水渗入，使同生沉积水淡化。冀中坳陷地层水就是经过这样反复多次演化而形成的，水化学性质在纵向上分为三个带（表 7-1，图 7-1）。

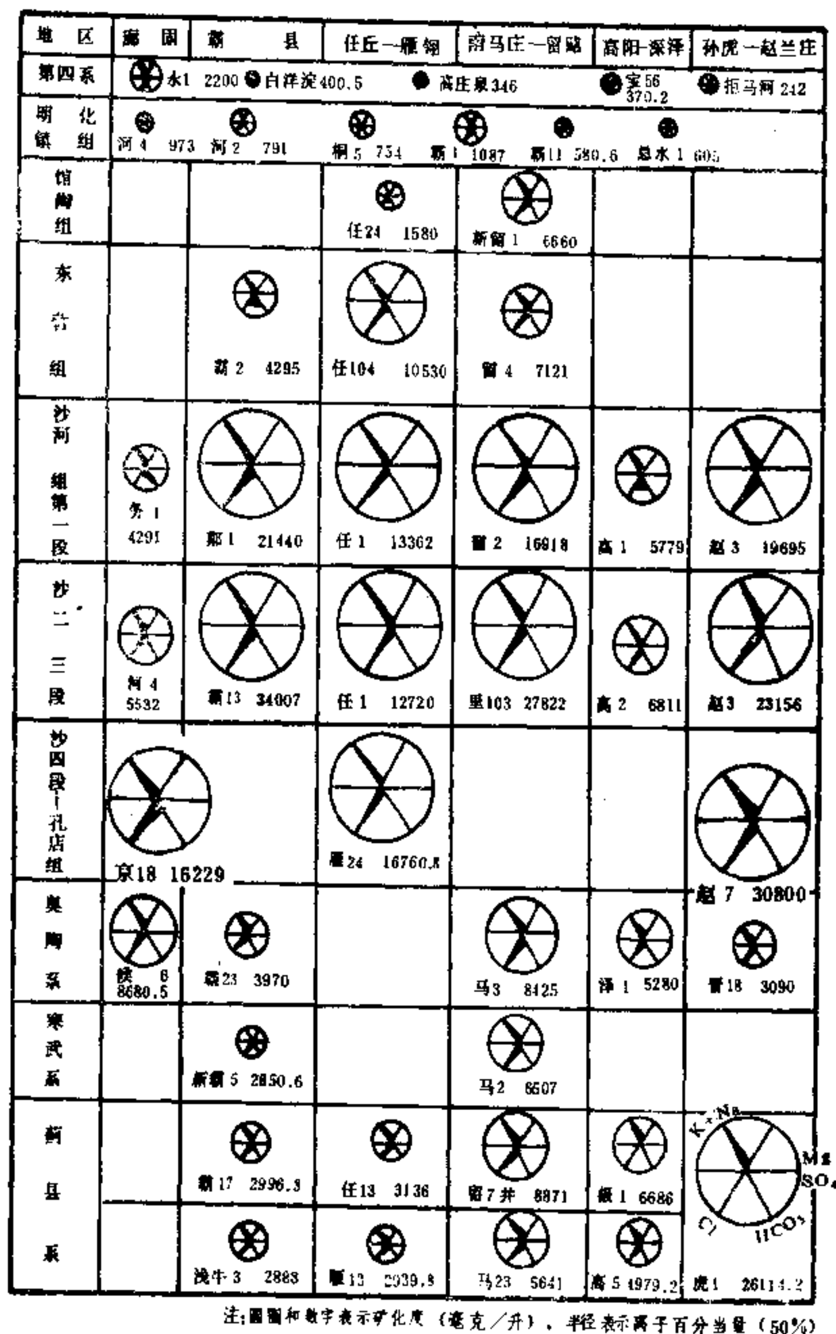


图 7-1 冀中坳陷地层水性质纵向变化图

1. 潜山低矿化度水

潜山含水岩系主要为海相碳酸盐岩，地层水中既有大量古淋滤水渗入，同时又受坳陷外围山区大气降水补给，因而使潜山水矿化度普遍较低，一般为3000～8000毫克/升。水化

学类型主要为$Cl\cdot HCO_3$—Na型水，仅在局部封闭好的潜山出现高矿化度的Cl—Na型水。

表 7-1 冀中坳陷地层水纵向分带表

分带	层位	沉积条件				现今水化学特征				
		沉积环境	沉积水	沉积间断	封闭条件	代表井	矿化度(mg/l)	Na/Cl	苏林水型	水化学(舒卡列夫)类型
上第三系低矿化度水	明化镇组	河流相	淡水	～间断～	半开启	留4	1770	2.49	$NaHCO_3$	$HCO_3\cdot Cl$—Na
						霸1	1080	1.76	$NaHCO_3$	$Cl\cdot HCO_3$—Na
	馆陶组					任24	1580	2.22	$NaHCO_3$	$Cl\cdot HCO_3$—Na
下第三系高矿化度水	东营组	河流沼泽相	微咸	—间断—	半封闭	宁5	5910	1.76	$NaHCO_3$	$HCO_3\cdot Cl$—Na
	沙一段	湖相	咸水		封闭	马7	7080	1.83	$NaHCO_3$	$Cl\cdot HCO_3$—Na
	沙二段					任1	12720	1.01	$NaHCO_3$	Cl—Na
	沙三段					马201	20000	0.99	$CaCl_2$	Cl—Na
	沙四段	湖相与河流相				霸13	34000	0.94	$CaCl_2$	Cl—Na
	孔店组					雁24	16700	0.81	$CaCl_2$	Cl—Na
潜山低矿化度	奥陶系	海相	咸水	～断间～	半封闭	霸30	2966	1.27	$NaHCO_3$	$Cl\cdot HCO_3$—Na
	寒武系					任41	4003	1.24	$NaHCO_3$	$Cl\cdot HCO_3$—Na
	中、上元古界					任47	4469	1.24	$NaHCO_3$	$Cl\cdot HCO_3$—Na

2.下第三系高矿化度水

该带包括东营组、沙河街组及孔店组。沙一下段—孔店组含水岩系主要为连续湖相沉积的粉、细砂岩。含水岩系很快被上覆沉积所掩埋，虽然局部地区亦有过古淋滤水混合交替，但是由于后期处于封闭停滞状态，地层水浓缩，矿化度普遍高，一般在10000毫克/升以上。最高达117000毫克/升。随着埋藏深度的增加，地层水中Na/Cl比值变小，Cl^-离子富集，最终形成较单一的Cl—Na型水。

沙一上段至东营组，沉积环境发生变化，由浅湖相转变为河流沼泽相，特别是东营组末期的沉积间断，古淋滤水大量渗入，使地下水淡化，因此东营组地层水矿化度一般为500～8000毫克/升，仅为沙一下段—孔店组地层水矿化度的20～50%。水化学类型为$Cl\cdot HCO$—Na或$HCO_3\cdot Cl$—Na型水。

3.上第三系低矿化度水

该含水岩系是明化镇组和馆陶组河流相中细砂岩、砂砾岩，河流相沉积同生水本身矿化度就很低，加之晚第三纪末期与第四纪之间发生沉积间断，广泛地接受古淋滤水影响，地下水交替强烈，因而形成低矿化度水，水化学类型为$HCO_3\cdot Cl$—Na或$Cl\cdot HCO_3$—Na型水，矿化度一般为1000～3000毫克/升。

综合上述可知，(1)区内地层水矿化度在剖面上可明显地分为三带；(2)图7-1和表7-1表明，下第三系地层水的矿化度随着埋藏深度的加深及其地层层位变老而增大；(3)属于为现代水强交替的古潜山地层水的矿化度，则与埋藏深度及层位关系不明显。

第二节　潜山水文地质条件

一、潜山地层水赋存地质条件

冀中坳陷的下古生界和中上元古界海相碳酸盐岩的总厚度最大可达7500米。这套地层在地质历史上经历了漫长的风化、剥蚀及淋滤溶蚀，至新生代始新世开始后才有部分地区被覆盖，直到晚第三纪晚期，坳陷内潜山碳酸盐岩方全部被覆盖。因此潜山顶面埋藏深度差别大，浅者仅800米，深者为6000米，而在坳陷中部则可深达7000米。

潜山地下水主要赋存于碳酸盐岩的岩溶孔洞及构造裂隙中，其富水性取决于孔、洞及缝的发育程度。一般在潜山顶面以下有一个厚度较大的古风化壳，岩溶强烈，裂隙发育，形成潜山富水带。钻井资料表明，钻进碳酸盐岩潜山顶面后，有60%以上的钻孔发生放空和漏失。

控制碳酸盐岩孔洞及裂缝发育的主要因素有三个方面，一是与潜山的埋藏史有关，潜山被掩埋愈晚，碳酸盐岩裸露地表的时间愈长，就愈发育；反之被掩埋较早，特别是有上古生界石炭-二叠系碎屑岩覆盖地区，发育程度则大大降低；二是与碳酸盐岩所受构造力强度有关，而与潜山埋藏深度关系不明显；三是与岩石性质有关(详见第六章第一节海相碳酸盐岩储集层)。因此在坳陷内，不仅埋藏浅的潜山存在潜山碳酸盐岩孔、洞、缝发育带，而且在埋深大于数千米的深潜山也依然存在。

坳陷内组成潜山的碳酸盐岩层由于经受多期构造活动与多期溶蚀交互作用使孔、洞、缝纵横连通，形成了统一的水动力系统，其水化学性质在同一地质单元内特点相似(图7-2)。

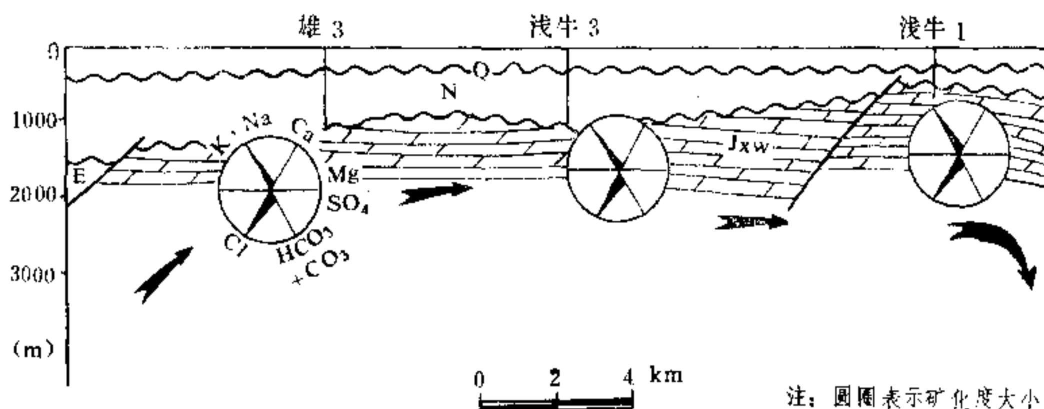


图 7-2　牛驼镇凸起顶部潜山地层水连通示意图

二、潜山地层水具有统一的水动力系统

冀中坳陷潜山碳酸盐岩层，在坳陷外围的西部太行山和北部燕山均有广泛出露，与坳陷内部碳酸盐岩含水岩系的高差可达万米。因此坳陷边缘太行山和燕山就成为潜山地下水的补给区。在补给区大气降水沿含水岩系下倾方向，向坳陷内部运移，形成统一的水动力系统。其依据有：

1.潜山地层水化学性质自坳陷边缘山区向坳陷内部是逐渐变化的。由坳陷西部向东部，潜山地层水矿化度由低变高（图7-3及表7-2）表明地下水变质程度的Na/Cl值由大变小，重碳酸根离子含量由高变低，水化学类型由简单到复杂，再变为简单，即由HCO_3—

$Ca\cdot Mg$ ⟶ 多种离子 ⟶ $Cl\cdot HCO_3$—Na ⟶ Cl—Na型水，表明潜山地层水的运动方向是由西向东。

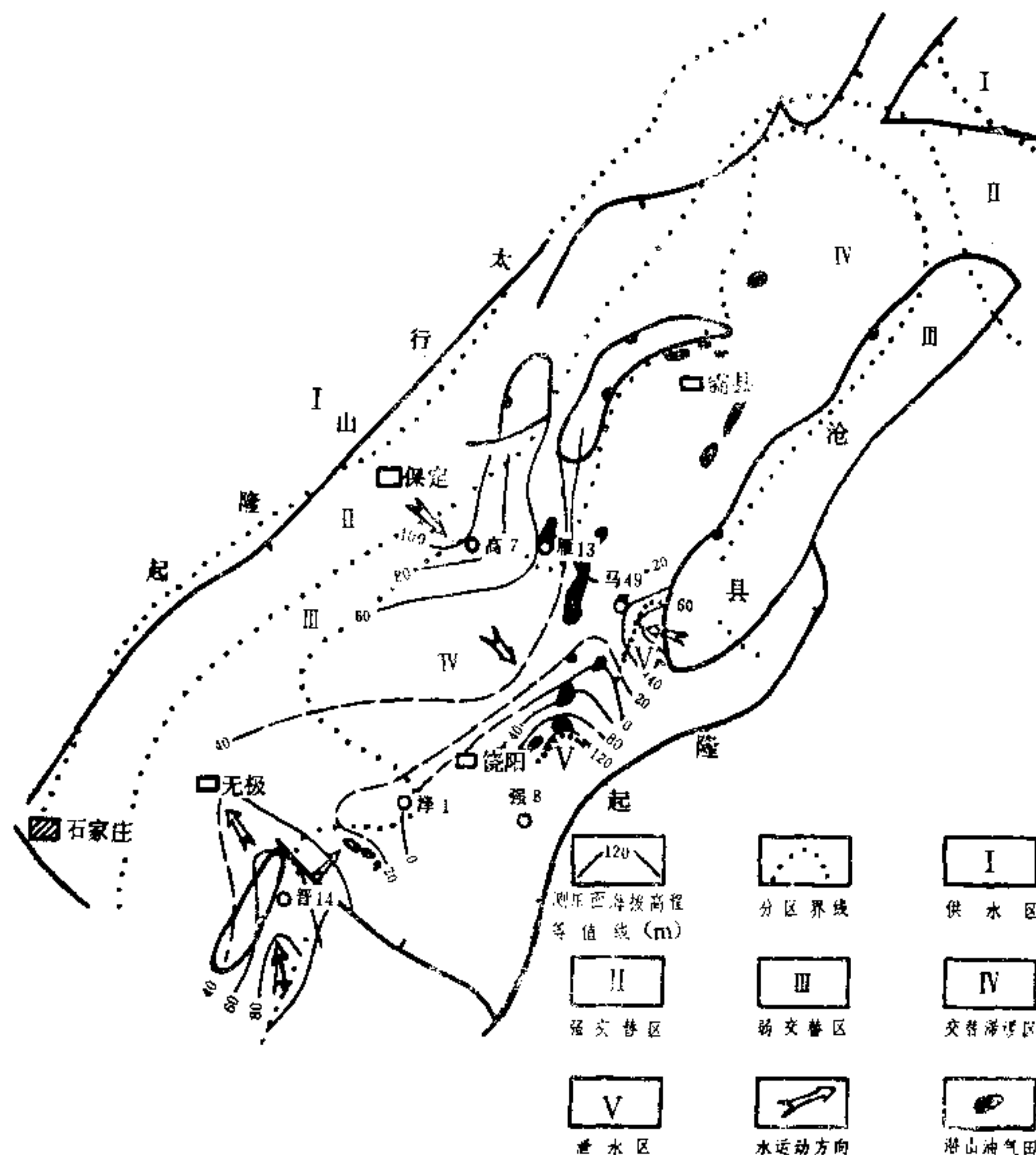


图 7-3　冀中坳陷潜山水动力条件分析图

2.碳酸盐岩潜山水测压面海拔，由坳陷边缘向内部有规律地变低。测压面（在钻井中实测潜山地层水压力，换算为井筒水上升高度组成的理想面）海拔明显地反映出西高东低，水压梯度为2.26～2.97米/公里。在静水压力下，潜山地层水必然从西部高位能区向东部低位能区运动。

南部宁晋地区的测压面是由西南向北东泽1井方向倾斜，推测南部邢衡隆起亦是坳陷的一个供水区。如图7-3所示，位于凹陷东部的南马庄、八里庄东、留路地区则为泄水区。

3.潜山水稳定氢氧同位素δD、δO^{18}数值由山区（坳陷边缘）向坳陷中部增高。按稳定氢氧同位素数值，海水高，为正值；雨水低，为负值。如任丘雨水δD为－75.1‰，δO^{18}

表 7-2 冀中坳陷潜山水分区数据表

水动力分区 \ 依据	矿化度 (mg/l)	$HCO_3^{=}$ (当量%)	Na/Cl	水型：舒卡列夫分类	水型：苏林分类
供水区	<450	>40	>2	HCO_3—Mg·Ca	Na_2SO_4 $NaHCO_3$
强交替区	450～1000	20～40	1.4～2.0	HCO_3·Cl·SO_4—Na·Ca·Mg (多种离子)	Na_2SO_4 $NaHCO_3$
弱交替区	1000～5000	10～20	1.2～1.4	Cl·HCO_3—Na	$NaHCO_3$
交替滞缓区	5000～30000	5～10	0.95～1.2	Cl—Na	$NaHCO_3$
泄水区	5000～10000	<5	0.95～1.2	Cl—Na或Cl·SO_4—Na	$NaHCO_3$ Na_2SO_4

水动力分区 \ 依据	流体压力：代表井	流体压力：实测深度 (m)	流体压力：实测压力 (MPa)	流体压力：测压面海拔高度 (m)	水氢氧同位素：代表井或地区	水氢氧同位素：层位	水氢氧同位素：$\delta D \delta O^{18}$	水氢氧同位素：δD	水氢氧同位素：δO^{18}	温度：代表井或地区	温度：2000米深温度 (°C)
供水区						雨水		−75.1 (大气降水)	−10.63	太行山区	29.2～43
强交替区					晋2	O		−69.5	−9.5	北京	41～53
弱交替区	晋2	1750.07	17.5	72.78	极4	O		−64.2	−8.79	晋17	72.2
	泽1	2870	28.3	41.5						晋4	66.2
	雁13	3250	32.3	53.5						淀2	86.8
交替滞缓区	任13	3450	34.0	24.2	留3	Jxw		−49.8	−6.93	任7	86.6
泄水区	马32	2646.5	25.9	6.12						马2	101
	留13	2161.9	21.3	17.6						马16	91.8

为−10.63%。潜山地层水的δD、δO^{18}值从西部太行山和北部燕山区向坳陷内部均由低变高，其变化趋势显示出地下水迳流方向为由西向东（表7-2）。

4.高潜山或凸起区往往为地温高异常区。这一特点表明，潜山地层水还具有纵向对流性质。如图7-4所示，地温高异常区均位于高潜山或凸起带，如牛驼镇凸起，卧佛堂、留路等潜山，这应当认为是潜山深层高温水向上对流的反映。大兴和容城凸起，由于接近地表水补给区，受低温迳流水的影响，使该地区的地温值变低。

三、潜山地层水水化学分区

根据潜山地层水矿化度数值大小自西向东可分为四个区(图7-5)，西部沿太行山、燕

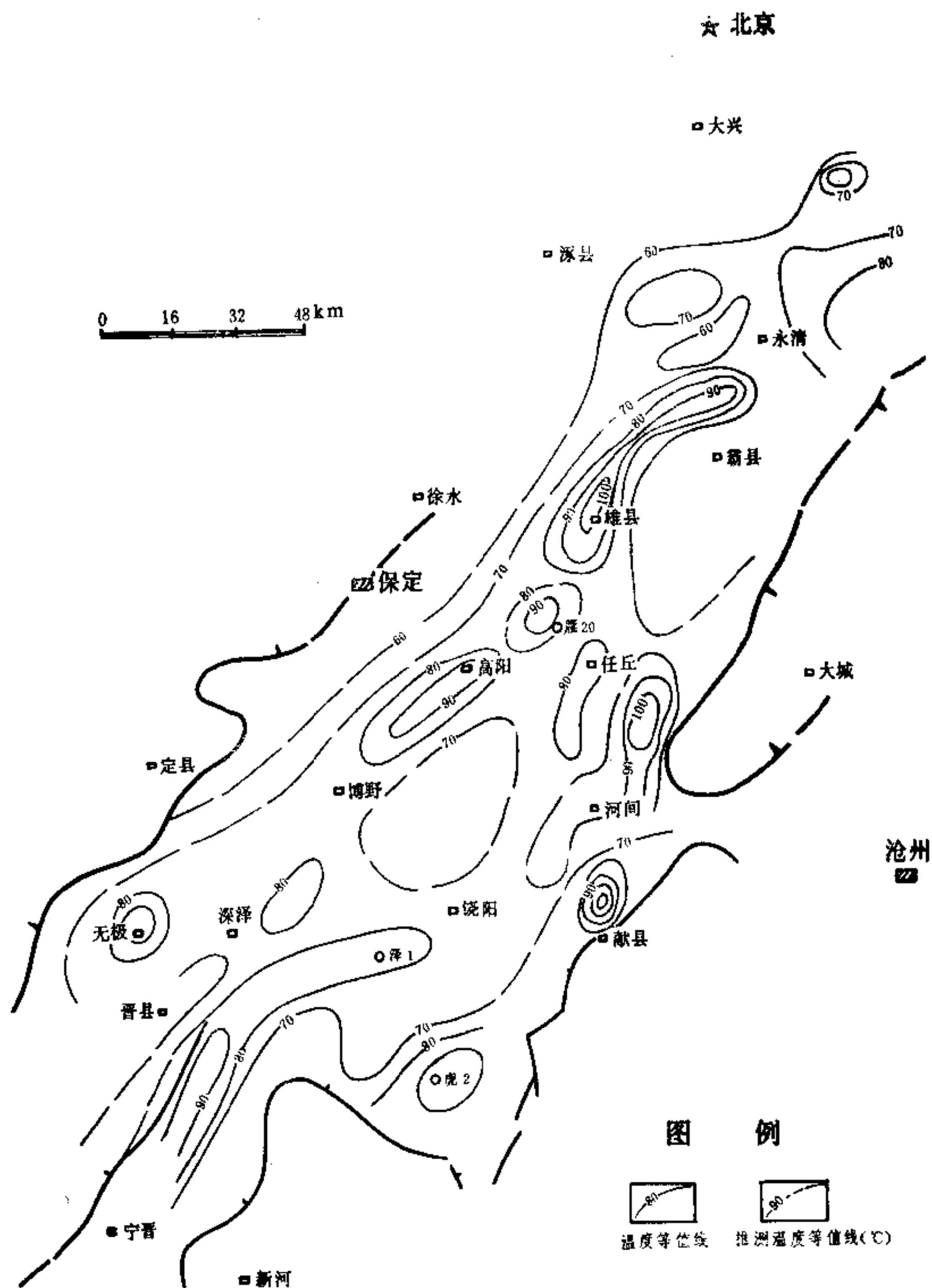


图 7-4 冀中坳陷地表以下2000米的地温等值线图

山山前带为矿化度＜1000毫克/升的淡水区；大兴至容城一带为矿化度1000～3000毫克/升的弱半咸水区；霸县、至任丘、深泽、留路和南马庄的广大地区为矿化度3000～10000毫

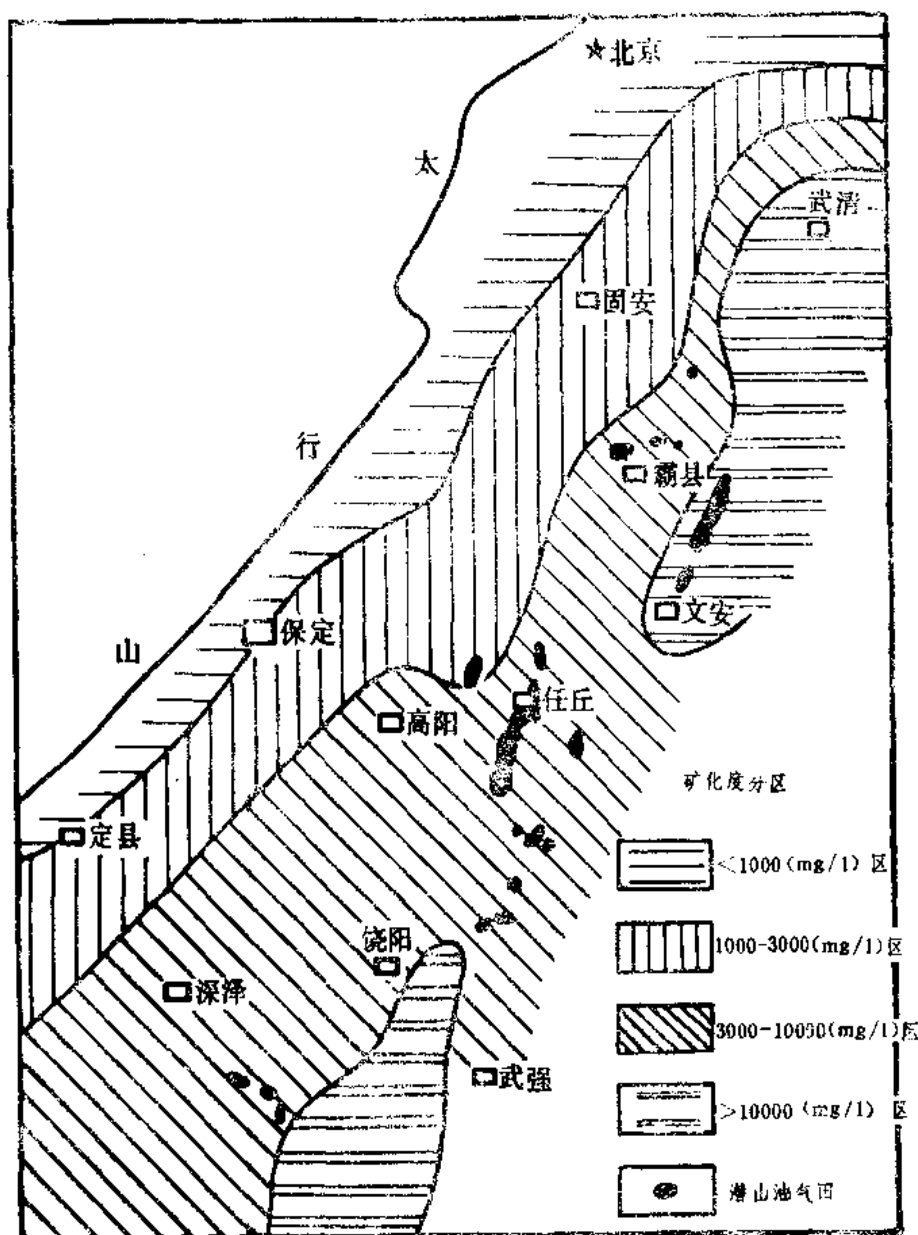


图 7-5 冀中坳陷潜山水矿化度分区图

克/升的强半咸水区；大王庄、孙虎、苏桥至杨村一带矿化度均大于10000毫克/升，为高矿化度的咸水区。向东到沧县隆起，如震4井总矿化度又降低到1914毫克/升，又变为弱半咸水区。

同样氯离子含量也表现出自西向东的分区，Na/Cl比值也相应呈现由高到低的变化趋势，在西部龙1井为6.94，中部雄县、雁翎一带为1.2～1.25，任丘地区为1.13，东部南马庄、留路一带为1.02～1.06，而到沧县隆起上比值又逐渐增大，震4井为1.74。

不同的矿化度分区中脱硫系数$\left(\frac{SO_4^{=}}{Cl^- - SO_4^{=}} \times 100\right)$也有明显差异，一般情况下脱硫系数是反映地下水环境的，这个比值愈小，说明$SO_4^{=}$的还原作用愈剧烈。自西而东脱硫系数的变化趋势也具有高—低—高的特点，如在黑龙口潜山及无极凸起其值为13～37，高阳及

东部凹陷带其数值为0～10，东部沧县隆起又变成高值带，为10～39。

综上所述，可以看出潜山地层水的浓缩和变质作用是从东西两个方向向坳陷中部增强，这与水动力所反映的特点相吻合。

第三节 第三系水文地质条件

一、下第三系中下部具有强封闭的水文地质条件

1.沙河街组与孔店组

沙河街组和孔店组的含水岩系为砂岩、砂砾岩和砾岩层，其埋藏深度各地不尽相同，沙河街组一般埋深在2500～3500米，孔店组则多数大于3500米。

（1）沙四段和孔店组　沙四段和孔店组为坳陷发育初期多物源的河流洪积相及盐湖相沉积，发育厚层泥岩及膏盐层。就整体而言，主要物源区为西侧太行山，次要物源区有北部大兴—宝坻剥蚀区，南部邢衡及东侧的沧县剥蚀区（图3-19、图3-21）。物源方向与现今地下水流向基本一致，因此使坳陷周边沙四段—孔店组地层水淡化，总矿化度<5000毫克/升，属$Cl·HCO_3—Na$型水。而在坳陷中央，包括整个东部凹陷带则地层水矿化度高，

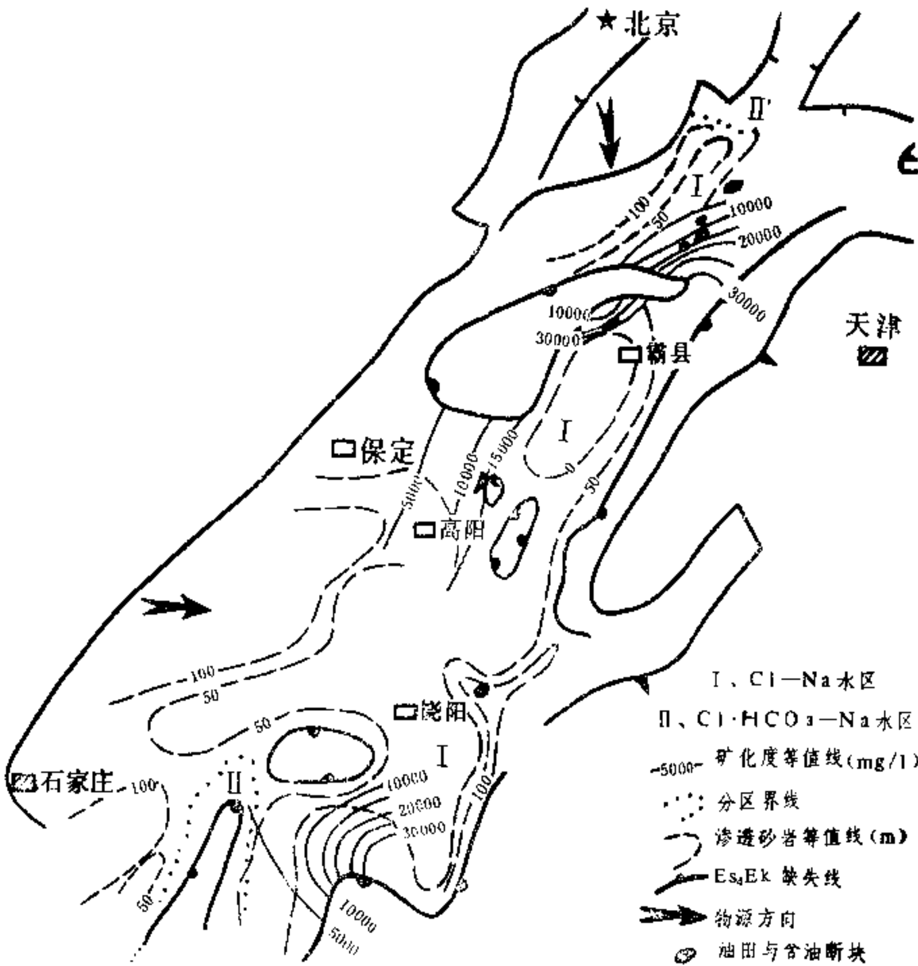


图7-6　冀中坳陷沙四段—孔店组水化学类型分区图

一般为10000～34000毫克/升，尾部盐湖相沉积区还可达61000毫克/升，属Cl—Na水(图7-6)。反映出具有较强的封闭条件。

(2)沙三段　沙三段沉积期是冀中坳陷湖水分布最广的时期，使整个东部凹陷带湖水连为一体，沉积了一套以暗色泥岩为主的碎屑岩系，分布广泛，厚度很大，可达1000～3000米。物源主要来自西侧太行山及东部沧县剥蚀区(图3-24)。古水流方向如图7-7所示，是由四周向坳陷中央汇集。根据矿化度、水化学特点将沙三段地层水分为四个水化学类型区(图7-8)。

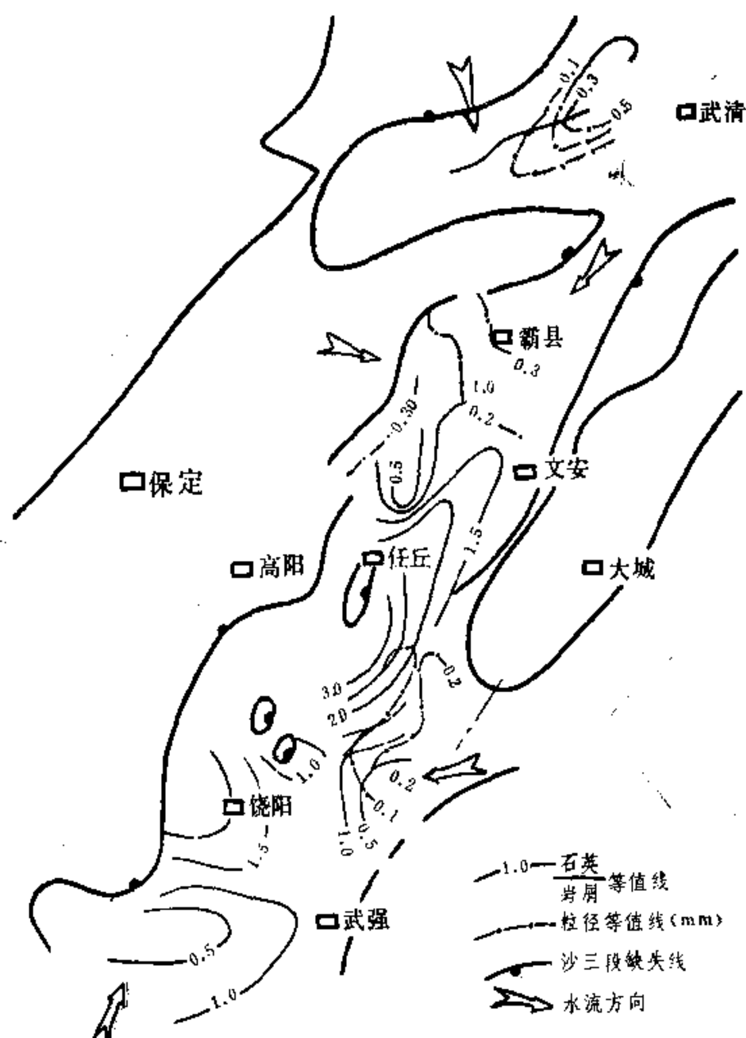


图 7-7　冀中坳陷沙三期古水流方向示意图

固安地区靠近大兴物源区，砂岩粗而厚，向东南至牛北斜坡砂岩则细而薄(图3-24)。沙三段测压面海拔由西北向东南，由260米降为140米。说明古水流与现今地层水运动方向基本一致，均由北西流向南东，靠近大兴大断裂根部，矿化度低，重碳酸根含量高，水变质浅，往南至牛北斜坡则矿化度逐渐增高，$HCO_3^- + CO_3^=$含量和Na/Cl比值逐渐降低。水型由西北至东南，由简单变复杂再变简单，由HCO_3—Na→HCO_3·Cl—Na和Cl·HCO_3—Na→Cl—Na型水。按苏林水型由$NaHCO_3$变为$CaCl_2$型水。

上述资料明显反映出固安地区沙三段地层水供水区在太行山和燕山，水运动方向与区域地下水运动方向是一致的。

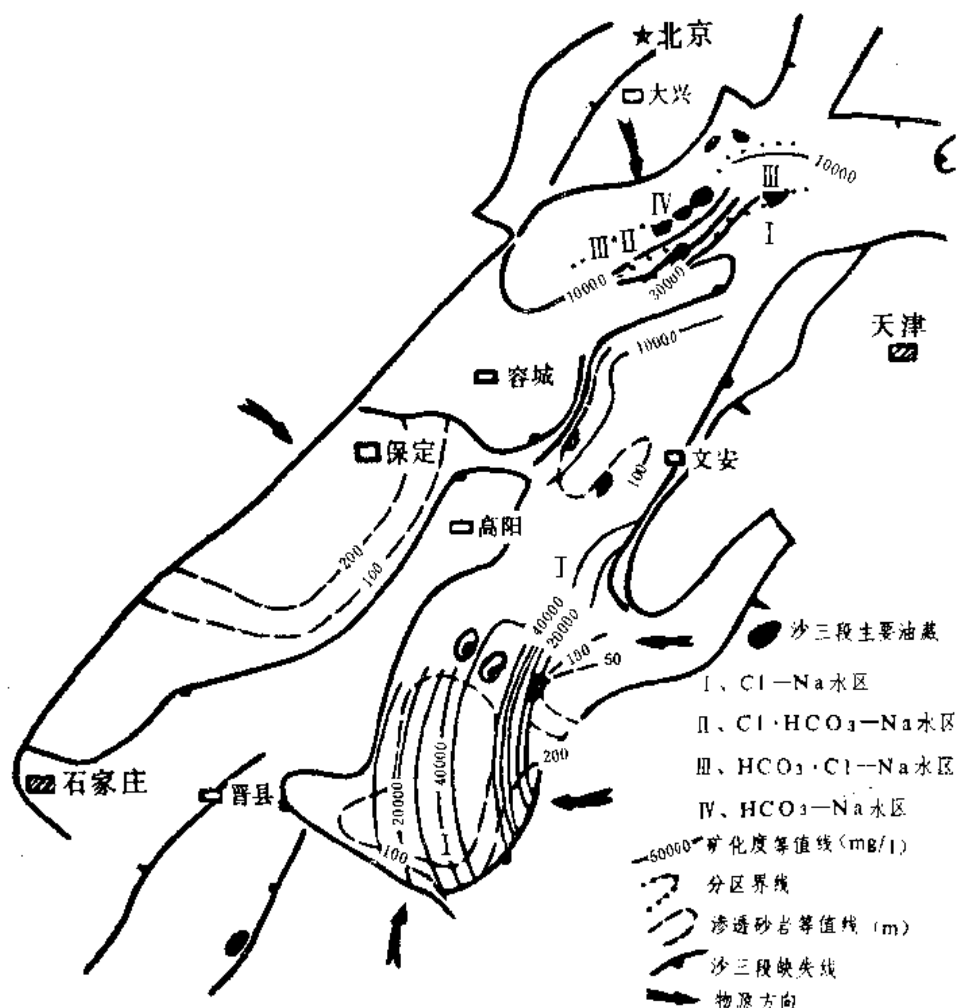


图 7-8 冀中坳陷沙三段水化学类型分区图

霸县及其以南的东部凹陷带，沙三段沉积时的物源区除太行山外，还有沧县剥蚀区，古水流方向是由东向西，由沧县隆起向任丘流动(图7-7、图3-24)。但沧县隆起这个供水区被上第三系覆盖后已经消失，对沙三段地层水影响很小。如邻近沧县隆起的文安斜坡、河间、大王庄等地区，水矿化度不仅没有变低，反而高达10000毫克/升以上，为Cl—Na型水。至于南马庄局部地区水矿化度低于7000毫克/升，是由于低矿化度潜山水沿马西断层向上排泄的结果。东部凹陷带沙三段沉积埋藏后，由于其本身有大套泥岩，封闭条件好，受外来水影响小。多数地区基本保留原生沉积水化学特征。

(3)沙二段　沙二段大部地区为河流相，局部为滨浅湖相沉积(图3-25)，岩性较沙三段粗，分布范围、物源区及今古水流方向与沙三段基本一致。

地层水矿化度大部地区大于10000毫克/升，强2井区最高可达52700毫克/升。沙二段沉积后有一个沉积间断，水化学性质也反映出这一点，如雁翎地区由于有大量古淋滤水渗入，矿化度变低为6800毫克/升，HCO_3^-、$SO_4^{=}$含量相对高，均大于12%当量❶，Na/Cl

❶ 当量浓度N，1N≙(1mol/L)×离子价数，以下同。

接近2。根据矿化度、水化学类型，沙二段水可划分三个分区(图7-9)。

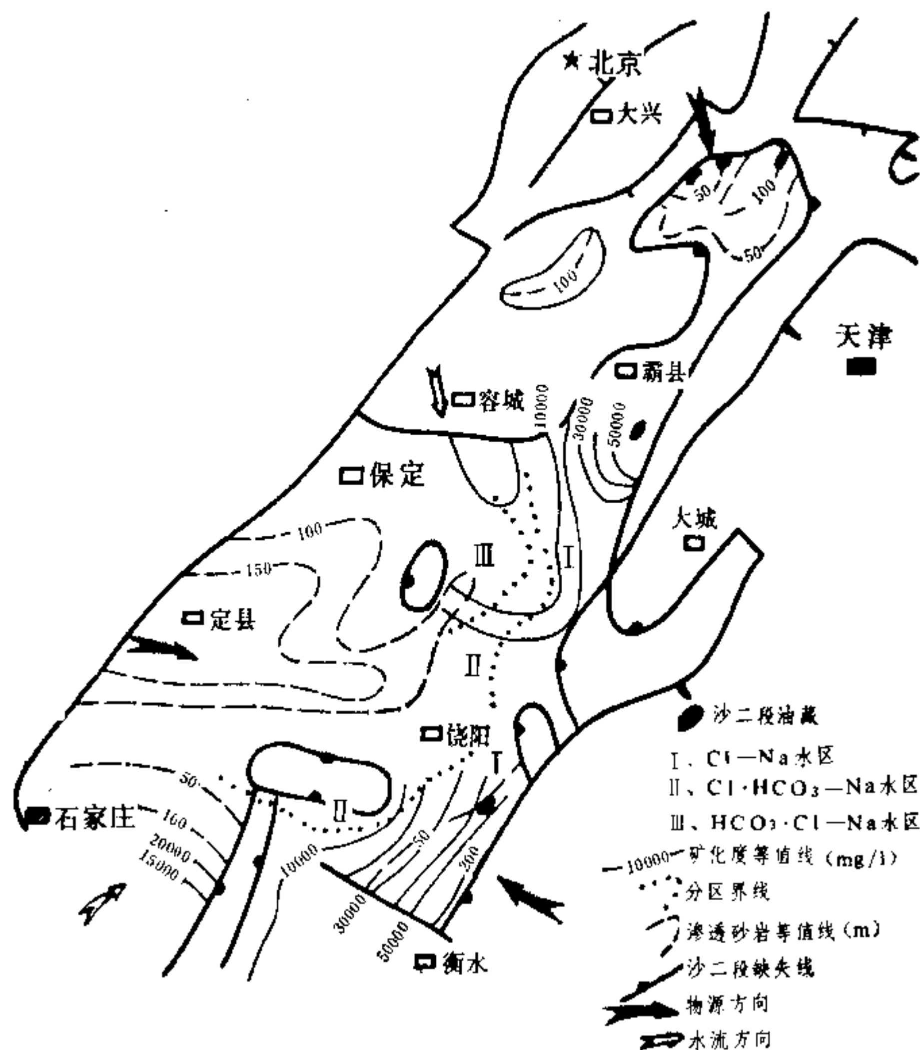


图 7-9 冀中坳陷沙二段水化学类型分区图

雁翎、高阳、深泽等砂岩发育区为$HCO_3 \cdot Cl$—Na型水区，向东至任丘、饶阳东、刘村南一带过渡为$Cl \cdot HCO_3$—Na型水区，卧佛堂一留路至武强、孙虎、深南及赵兰庄等地区则为Cl—Na型水区。这种水化学分区格局，明显反映现今水流方向是由西向东。越靠近东部Cl^-和Na^+离子含量越增加，矿化度也逐渐增高，由4000毫克/升增加至24000毫克/升。地下水由交替向弱交替以至过渡到交替滞缓环境。

（4）沙一段 沙一段水化学性质可分为两种类型（表7-3）。一是沙一上段的低矿化度水，其矿化度一般<8000毫克/升。主要特点是Cl^-离子含量低，$CO_3+HCO_3^-$根离子含量高，超过10%当量，最高者达34.5%当量，Na/Cl比值最高达7.1，属$Cl \cdot HCO_3$—Na或HCO_3—Na型水，这种地层水性质与东营组水相似，反映处于交替环境。

二是沙一下段的高矿化度水，矿化度一般为10000～20000毫克/升，最高达59000毫克/升，Cl^-和Na^+离子富集，Na/Cl比值多小于1，属Cl—Na型水。在留路地区（留451井）水中的HCO_3^-比其它地区多，说明留路地区地层水有交替现象。

沙一上、下段水化学性质的差异与其沉积环境及储集物性有关，沙一下段为滨湖浅滩沉

表 7-3 冀中坳陷沙一上、下段水化学性质对比表

层位	井号	井段 (m)	矿化度 (mg/L)	阳离子(当量)% K^++Na^+	Mg^{++}	Ca^{++}	阴离子(当量)% Cl^-	$SO_4^=$	$HCO_3^= + CO_3^=$	Na/Cl	水化学类型 (苏林水型)
沙一上段	雁55	2440.4～2445.2	5130	49.6	0.2	0.2	7.7	7.8	34.5	6.7	HCO_3—Na ($NaHCO_3$)
沙一上段	马12	2789.4～2794.4	7080	49.2	0.18	0.6	26.88	1.04	22.07	1.83	Cl·HCO_3—Na ($NaHCO_3$)
沙一上段	任1	2587.2～2626.4	8300	49.26	0.21	0.53	27.52	0.21	22.27	1.79	Cl·HCO_3—Na ($NaHCO_3$)
沙一上段	高14	2417.2～2420.4	8560	47	1.0	2.0	34.95	0.38	14.67	1.34	Cl·HCO_3—Na ($NaHCO_3$)
沙一下段	晋28	2632.0～2641.0	59330	47.23	0.55	2.22	49.06	0.61	0.33	0.96	Cl—Na ($CaCl_2$)
沙一下段	新19	2741.4～28064	40560	46.81	0.74	2.45	48.21	0.91	0.87	0.97	Cl—Na ($CaCl_2$)
沙一下段	泽芯1	3102.4～3110.4	28540	47.96	0.33	1.71	48.52	0.38	1.10	0.99	Cl—Na ($CaCl_2$)
沙一下段	留451	2276.6～2287.0	21070	48.1	0.5	1.4	44.6	0	5.4	1.08	Cl—Na ($NaHCO_3$)

积(图3-27)，岩性主要为泥灰岩、白云岩、油页岩和泥岩，夹少量薄层粉细砂岩，储集物性差（表3-17)地层水封闭条件好，浓缩成为高矿化度水。沙一上段主要为河流、沼泽相沉积（图3-29），沉积了一套红色砂泥岩，砂岩厚度大，分布广，储集物性好(表3-18)。同生沉积水本为河流淡水，沉积后地层水又有较强的流动交替，因此矿化度明显低。

沙一段水化学类型分为三个区（图7-10），从图可以看出，分区与某些砂体分布关系并不密切，迳流较强的HCO_3·Cl—Na型水区，分布在雁翎至任丘一带。这个区恰好分布在沙一段砂岩厚度小于50米的泥岩发育区（图3-30、图3-28），分析其原因认为沙一段沉积后地层水交替系统曾发生变化，后期有来自北西方向的大量淋滤水改变了地层水的原来面貌，按此推测在蠡县以西的砂体分布区，应属较强交替的HCO_3·Cl—Na水区。

2.下第三系上部东营组具有多变化的水文地质条件

东营组主要为河流、沼泽相沉积（图3-31、图3-33、图3-35），厚度一般500～1100米。砂岩发育，一般占地层厚度20～50%，孔隙度17～27%，东三段含水砂岩发育，主要沿坳陷周边呈裙边状展布，向坳陷中心变薄以至尖灭（图3-32）。

东营组末期，构造运动对其水性产生重要的影响。一是坳陷整体抬升，沉积间断，大量古淋滤水渗入渗透性砂岩中，使东营组水淡化。多数地区水矿化度<10000毫克/升，而雁翎、肃宁及留西等地区因位于西部大砂岩体前缘，地下水交替作用较强，地层水矿化度

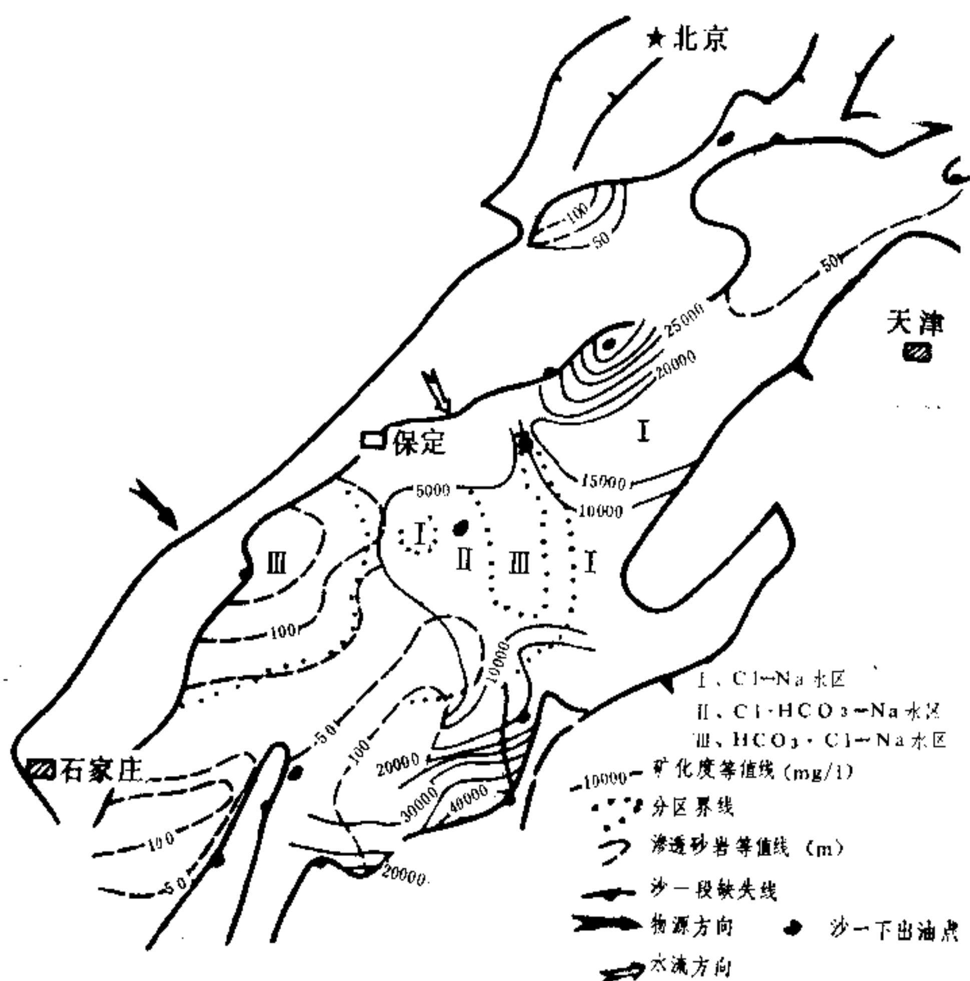


图 7-10 冀中坳陷沙一段水化学类型分区图

更低，一般为4000毫克/升；二是断裂活动使下伏沙河街组水，通过断层补给东营组，又使在局部地区的水咸化，如岔河集、薛庄、河间及深南等地区。由于这两种截然不同的因素交互作用，使东营组具有多种类型的水文地质环境（表7-4、图7-11），既有$HCO_3 \cdot Cl$—Na型水，也有Cl—Na型水，既有总矿化度大于15000毫克/升的高矿化度水，也有小于3000毫克/升的低矿化度水。

二、上第三系具有强交替水文地质条件

上第三系为河流相沉积，它覆盖在坳陷内所有老地层之上，使冀中坳陷成为一个统一的沉积坳陷，仅在凸起区沉积厚度相对较薄。

上第三系包括两套含水岩系：即明化镇组和馆陶组。含水岩系储集物性好、富含水，水的变质程度低。

1.馆陶组

馆陶组是晚第三纪初沉积的一套红色砂泥岩，是典型的河流相沉积，底部与下第三系呈区域性不整合接触。大致可分为三段，上段含水层厚度8～12米，中段含水层厚100～150米，下段含水层厚度150～180米。上述三个富含水段，除了本区所有凸起、沧县隆起和廊固凹陷缺失外，具有区域稳定性和连续性，底界深度为1100～3000米。下段含水性最好，

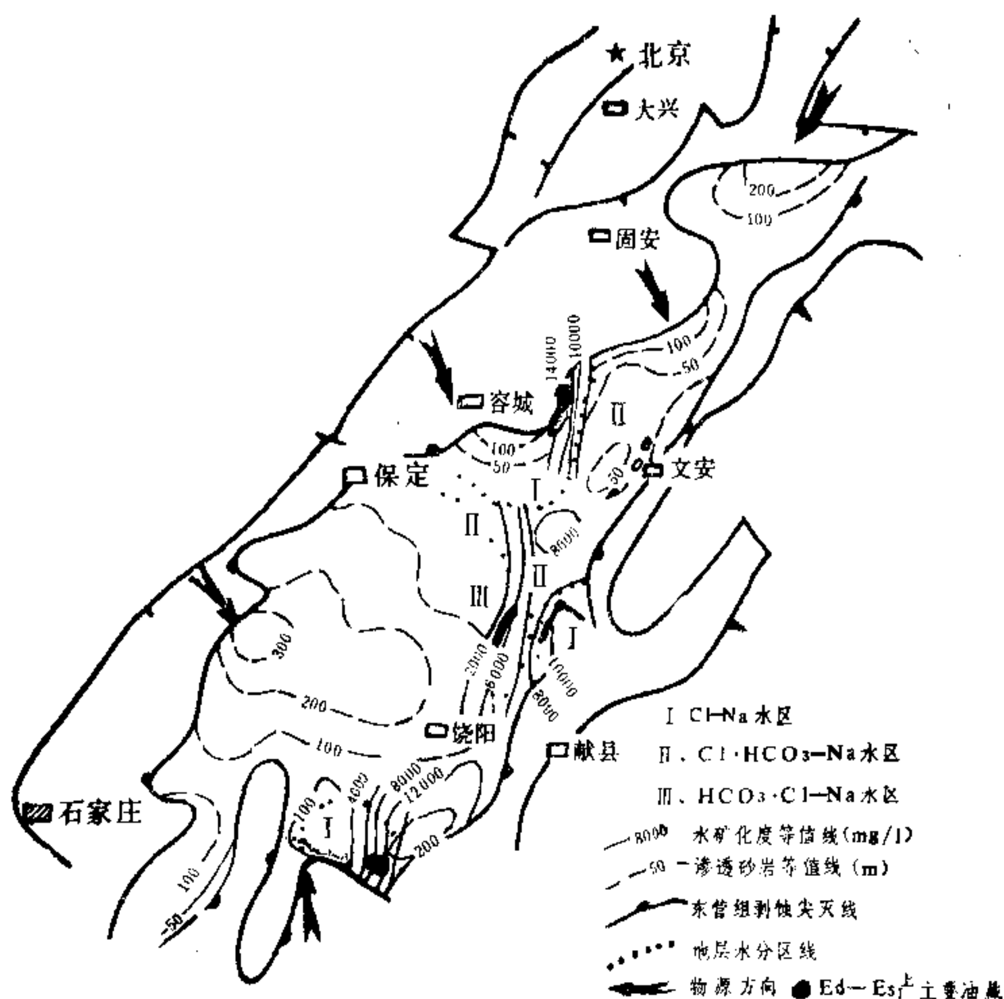


图 7-11 冀中坳陷东营组水化学类型分区图

以任热1井为例，渗透砂岩平均厚度71.9米，砂岩占地层厚度的48%，有效孔隙度27～32%，渗透率为1090×10^{-3}～4590×10^{-3}二次方微米，试水日自流量580立方米，抽汲日涌水量可达1560立方米，井口水温高达77°C。

馆陶组为$Cl\cdot HCO_3$—Na型或$HCO_3\cdot Cl$—Na型水，矿化度为1000～3600毫克/升，Na/Cl值1.3～2.5，随着深度加大，地层水矿化度及水变质程度有增大的趋势（表7-5）。

2.明化镇组

明化镇组含水岩系在全坳陷内普遍分布，顶界埋深为200～400米，底界埋深为1200～1600米，剖面上粗下细，含水层数自上而下减少，如任丘地区深度在1200米以下为一大套泥岩，砂岩薄而少，多呈透镜状。孔隙度随深度的加大而减小，上部砂岩为33%，至下部可降低到13%。因此，上部地层的富水性比下部好。富含水的上段单井日产水量一般为1000～1500立方米，最高日产2550立方米。下段单井日产水量一般小于1000立方米。明化镇组水属于中、低温层间承压水，水化学性质与第四系水相近。据明化镇组水样测定，氢同位素含量δD′为－71.53～－80.49%，稳定氧同位素含量δO^{18}为－9.17～－11.31%，其数值近似雨水和第四系平原组水（δD为－72.48～－80.22%，δO^{18}为－10.31～－11.28），由此可认为明化镇组水是具有雨水成分的混合水。水中富含HCO_3^-和K^++Na^+，其中K^+ +

表 7-4　冀中坳陷东营组水化学性质数据表

地区	井号	矿化度 (mg/L)	阳离子(当量%) K⁺+Na⁺	Mg⁺⁺	Ca⁺⁺	阴离子(当量%) Cl⁻	$SO_4^{=}$	HCO_3^- + $CO_3^{=}$	Na/Cl	水化学类型 (苏林水型)
霸县凹陷	霸2	4300	49.6	0.1	0.3	26.7	6.5	17.4	1.86	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)
	岔4	17300	49.1	0.2	0.7	48.4	0.13	1.3	1.01	Cl—Na ($NaHCO_3$)
	岔8	15000	48.1	0.3	1.6	48.5	0.1	1.3	0.99	Cl—Na ($CaCl_2$)
饶阳凹陷	任104	10500	49.1	0.2	0.7	38.5	0.2	11.3	1.28	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)
	马22	15000	48.5	0.5	1.0	44.6	0.3	5.1	1.09	Cl—Na ($NaHCO_3$)
	留4	7300	49.3	0.2	0.5	33.6	0.8	15.0	1.47	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)
	雁8	2600	49.3	0.2	0.5	41.6	1.3	6.8	1.2	Cl—Na ($NaHCO_3$)
深县凹陷	泽26	13100	47.2	0.5	2.3	48.2	0.1	1.7	0.98	Cl—Na ($CaCl_2$)

表 7-5　冀中坳陷馆陶组水化学性质数据表

地区	代表井	井段 (m)	矿化度 (mg/L)	阳离子(当量%) K⁺+Na⁺	Mg⁺⁺	Ca⁺⁺	阴离子(当量%) Cl⁻	$SO_4^{=}$	HCO_3^- + $CO_3^{=}$	Na/Cl	水化学类型 (苏林水型)
任丘	任24	1675～1681	1580	48.9	0.13	0.49	22.06	1.00	20.94	2.22	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)
	任热1	1942～2020	2610	49.5	0.14	0.36	35.25	0.10	14.65	1.65	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)
南马庄留路	马7	1200	1520	48.10	0.95	0.95	39.05	0	10.95	1.23	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)
	留4	2021～2024.6	1770	49.20	0.40	0.40	19.79	1.52	28.69	2.49	$HCO_3 \cdot Cl$—Na ($NaHCO_3$)
宁晋	晋17	1410～1434	2470	49.89	0.03	0.08	37.22	1.33	11.45	1.34	$Cl \cdot HCO_3$—Na ($NaHCO_3$)

Na^+占36.53～48.5%当量，HCO_3^-占25～30%当量，基本上不含重金属铜、铅、锌等元素。pH值一般为8.5～9，呈弱碱性。矿化度低，一般为500～3000毫克/升，在整个坳陷中水化学性质变化不大（表7-6）。

表 7-6 冀中坳陷明化镇组水化学性质数据表

地区	指标 / 代表井	矿化度 (mg/L)	阳离子(当量%)			阴离子(当量%)			Na/Cl	水化学类型 (苏林水型)
			$K^+ + Na^+$	Mg^{++}	Ca^{++}	Cl^-	$SO_4^=$	$HCO_3^- + CO_3^=$		
北部	河1井	690	39.29	1.61	9.1	17.34	0	32.66	2.27	$HCO_3 \cdot Cl-Na$ ($NaHCO_3$)
中部	任24	920	48.06	0	1.94	14.2	9.1	26.7	3.3	$HCO_3 \cdot Cl-Na$ ($NaHCO_3$)
中部	留45	1360	48.5	0.75	0.75	29.6	0.3	20.1	1.64	$Cl \cdot HCO_3-Na$ ($NaHCO_3$)
南部	泽1	410	36.55	3.36	10.08	11.34	23.53	15.13	3.22	$HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4-Na \cdot Ca$ ($NaHCO_3$)

总之上第三系地下水矿化度低，水化学类型较单一，说明它们具有相似的成因及演化历史，而与下第三系的高矿化度、多类型的地层水有显著的差别。

第四节 地 热 资 源

地热，如煤炭及石油一样，是一种能源。目前在一些地区如北京、天津及华北油田矿区已开始利用，并见到明显成效。

冀中地区地热资源，是在油气勘探过程中发现的，根据目前估算，其资源十分丰富。

一、地温高异常区的分布特点

按图7-4所示，冀中地区埋藏2000米等深面的温度变化总趋势是东高西低，南高北低。但其中分布有一系列高异常带，如果把大于90°C叫做地温高异常区，则本区地温高异常区有牛驼镇、南马庄、留路、宁晋、任丘、雁翎、高阳、容城、孙虎、深泽及无极等11个地区。这些地区的特点一是地温梯度高（图5-30），达4～7°C/100米，比正常地温梯度（3.3°C/100米）高0.7～3.7°C/100米；二是分布在凸起及埋藏深度小于3500米的高潜山带。为什么在冀中地区能够形成地温高异常带，根据现有资料分析，认为与本区碳酸盐岩潜山地层水上下对流有关。因为本区多数潜山由厚层的奥陶系、寒武系及中元古界碳酸盐岩组成，这套地层的顶底面埋藏深度差值，在正常情况下为2000～3500米，按正常地温梯度（3.3°C/100米）计算，其顶底温度差值为66～115.5°C。如前所述由于其含水层上下连通为一个整体，使其下部高温水（相对密度小）和上部低温水（相对密度大）发生纵向对流，温度趋向平衡，因此使凸起及高潜山上部和相同深度的其它地层相比其地温明显变高。这说明了地温高异常区为什么分布在凸起及高潜山区，也说明了潜山内部地温梯度为什么很小，如容1井仅为0.06°C/100米。

二、地热水层评价及地热资源

从富水程度、储集物性及埋藏深度等几方面综合考虑，区内最有利用价值的地热水层系是馆陶组及碳酸盐岩潜山地层水。

1.馆陶组水属中低温热水

馆陶组产生热水异常是由于潜山高温水在其下边“加温”的结果，因此馆陶组热水区主要分布在潜山地热高异常带的顶部如任丘、雁翎、南马庄、河间及留路等地区，目前在任丘地区已开采利用。其特点是水层分布稳定，如馆三段在大范围内均可追踪对比，储集物性好，产水量高，井口温度可达78°C，任丘地区电热2与电热3井于1982年曾进行连续开采，分别以1230吨/日和1250吨/日流量抽水150天，水头降至－50米，停抽100天后，井口压力恢复，自流量达800～1500吨/日，水层静压梯度为102千克/平方厘米·100米(10002.8帕)，比常压略偏高。

馆陶组水质较好，如任热1井，总矿化度2612毫克/升，pH为7.9，硬度为2.21德国度（0.788毫摩每升），各种微量元素及有机质含量：Cu0.1、Hg0.023、F3.4、I1.64、B2.4、$NO_3$0.06、H_2S0.37、酚0.16毫克/升，而Fe、As、Pb、NO_2及HPO_4均未检出。

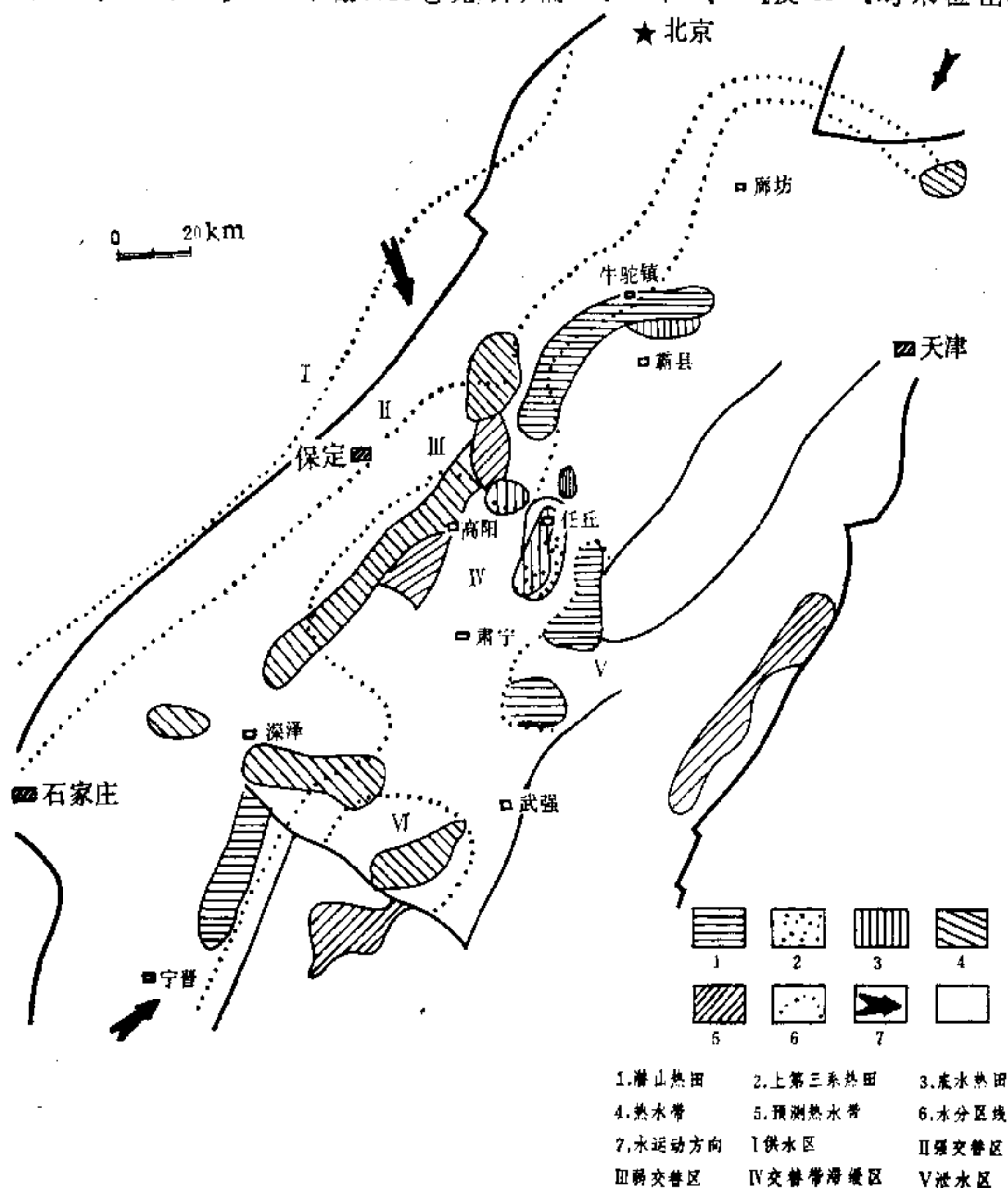


图 7-12 冀中坳陷地热资源评价及预测图

2.潜山水属高中温热水

潜山高中温热水，指的是赋存于下古生界及中元古界碳酸盐岩储集层中的水。其特点，一是产水量大，在坳陷中已发现一百多口热水井，日产量多大于500立方米，最高者为4300立方米（高5井雾迷山组）；二是温度高，井口温度一般在80°C左右，最高者118°C（马16井）；三是水质好，总矿化度一般2700～5000毫克/升，水型多为$HCO_3 \cdot Cl$—Na或$Cl \cdot HCO_3$—Na。如牛驼镇凸起热水，总矿化度2700～3000毫克/升，pH7～8，重金属元素Cu、Pb、Zn、Mn、Cr、Ni及Ag等小于0.1毫克/升，苯酚含量甚微。

3.地热资源分布

根据地质条件、勘探程度，将热水资源分为热田、底水热田、热水有利区及预测有利区等四种（图7-12）。

热田，指的是地温梯度>4°C/100米，并有5口以上水井控制的地区；底水热田指的是油藏边部和底部热水区；热水有利带指勘探程度低，热水井不足5口，地温梯度为3.5～3.8°C/100米的地区。

对上述三种地区的热水静储量进行了估算（表7-7），热水面积3252平方公里，热水静储量482.4亿立方米。

三、利用方向

冀中坳陷的地热资源十分丰富。但目前尚待开采。从水质、水温等方面考虑，认为开采利用主要有三个方向。

一是生活设施方面，如供暖、洗澡等。如雄县城关浅牛3井，井深1019米，雾迷山组日产水400立方米，除开设一个澡堂外，还供疗养院采暖。

二是养殖及种植业，如养鱼、种植蔬菜、栽培花卉等。

三是工业上用来发电。

表7-7 冀中坳陷热水静储量数据表

类别	名称	层位	面积 (km²)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	静储量 (10^8m^3)
热田	牛驼镇	Jxw	612	1090	5	167
	南马庄	Jxw	172	1278	5	55
	留路	Jxw	152	1824	5	69
	宁晋	Jxw、O	320	250	5	20
	任丘浅层	Ng	100	80	30	24
底水热田	任丘	Jxw	136	357	5	12
	雁翎	Jxw	80	246	5	4.9
热水有利带	高阳	Jxw	684	250	5	43
	容城	Jxw	256	646	5	41
	孙虎	Jxw	268	250	5	17
	刘村深泽	Jxw	384	250	5	24
	无极	Jxw	88	250	5	5.5
合计			3252			482.4

第八章 天 然 气

从1966年3月在本区北部的廊固凹陷发现凤河营气藏（河1井）以来，随着勘探工作的深入发展，新的天然气藏不断发现，特别是近几年来在"油气并举"的勘探方针指导下，天然气勘探获得了不少成果。截至1984年底累计发现天然气藏（包括气顶、单井出气点）共25个（表8-1、图8-1）。

已证实产气层位有六个组系，从上第三系明化镇组上段一直延续到中元古界高于庄组。主要产气层位为下第三系沙河街组和上奥陶系。

天然气储集岩性有砂岩、石灰岩及白云岩。储集空间有孔隙、裂缝及溶蚀孔洞。

通过近两年来深潜山的勘探，不仅发现了一系列油气藏和凝析气藏，而且使天然气藏在地理分布上扩展到了整个坳陷。过去曾认为冀中坳陷是"南油北气"，天然气藏的分布仅局限于廊固凹陷，如今已证实这种说法是不全面的。同时发现了新的天然气源岩系，有资料证明中、上石炭系及下二叠系底部具有一定的生气能力。这就扩大了冀中坳陷天然气勘探的领域。

第一节 天然气分布特征

一、剖面上产气层系数量较多

天然气藏（包括纯气藏凝析气藏及油藏气顶，以下同）广泛分布于坳陷内各个层系之中，详见表8-2。其中下第三系气藏数量最多，计有16个，占总数的64%；奥陶系次之，有6个，占总数的24%，其储量占总储量的85.6%。

二、平面上气藏分布广泛

经过最近几年来的勘探，证实了天然气藏在区内无论是北部，或中南部均有分布。就目前讲，气藏数量最多的还是廊固凹陷，计有15个，占总数的60%；中南部各凹陷有10个，占总数的40%。

1.第三系气藏集中分布在廊固凹陷

第三系气藏除一个H_2S气藏外，均分布在廊固凹陷。分析其原因，认为与地质条件有关。

廊固凹陷西邻太行山，北靠燕山，其构造发育和沉积特点与远离山区属于山前平原湖泊相的东部凹陷带有较大的差别。

（1）下第三系沉积早期，由于物源近，沉积速度大掩埋快，使沉积物中含有大量陆源有机质。如控制本单断凹陷沉积的大兴断层，在第三纪以来，特别是早第三纪早期的断裂活动，是冀中坳陷各凹陷中最强烈的。第三系底面断距最大可达11000米，比之其它生油凹陷大0.25～2.9倍；因此其沉积速度和下第三系厚度均大于其它生油凹陷，详见表8-3。

近物源区的快速湖相沉积，使陆源区粗碎屑包括高等植物碎屑大量进入湖区，形成巨

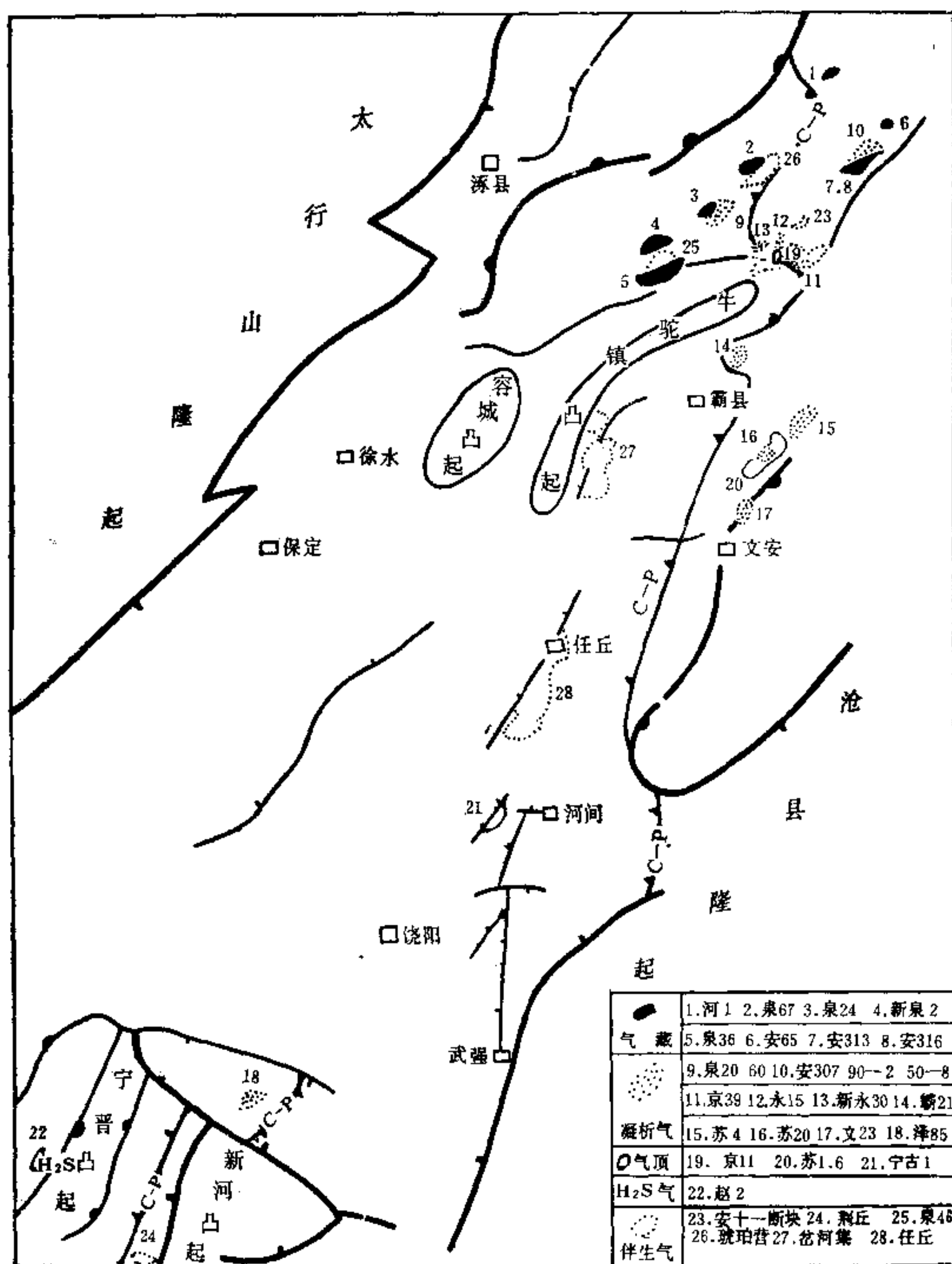


图 8-1 冀中坳陷天然气藏（包括气顶）分布图
（附大于1亿立方米伴生气油田位置）

厚的富含陆源有机质的暗色泥岩。

（2）凹陷于沙三末期抬升，主体部位缺失沙二段到东营组，全凹陷缺失上第三系馆陶组。这就使较好生油岩沙三段大部份未成熟，而成熟的沙四段—孔店组生油岩，其母质以腐殖型为主，故生成较多的天然气和凝析油（图8-2），因此形成较多的天然气藏。

表 8-1 冀中坳陷天然气藏

凹陷	类别	气藏	代表井	井段 (m)	层位	试油 日产量 油 (t)	气 (m^3)	水 (m^3)	压力 地层压力①(大气压)	流动压力(大气压)	饱和压力(大气压)	临界压力(大气压)
廊坊固安	气藏	河1	河1	568.4～586	$Nm^{上}$	0	40201	0	55.8	49.4	/	/
		泉67	泉67	1667.0～1754	Es_1	0	67000	0	151.3	137.9		47.52
		泉24	泉24	1713.2～1719.0	Es_3	0	64000	7.68		138.9		47.35
		新泉2	新泉2	1135.0～1149	Es_3	0	51300	0				47.57
		泉36	泉36	1001.4～1116.0	Es_3	0	422000	2.8				47.57
		安65	安65	2197～3039.6	Es_1	0.05	11440	32	271	244		46.53
		安313	安313	1952～2135.2	Es_1	1.5	113480	0		199.6		47.39
		安316	安316	2030.2～2056.0	Es_2	0.94	44330	0		195.8		47.33
廊坊固安霸县	凝析气藏	泉20	泉20	2179.6～2186.4	Es_3	29.37	117288	0	236.37			47.07
		泉60	泉60	2102.4～2111.2	Es_3	4.02	143000	6.1	198.6	127.5		47.15
		安307	安307	2360～2383	Es_1	17.1	144500	0		232		47.14
		安90-2	安90-2	2173～2425.8	Es_2	2.3	18218	出水未计				/
		安50-8	安50-8	2224～2231.4	Es_1	31.4	54698	1.5		216.4		47.05
		京39	京39	1709.2～1714.2	Es_4	2.8	51000	0		81.7		46.74
		刘其营	永15	3081.92～3189.43	O	38.8	309000	1.56	316.8	304.9		47.58
			新永30	2892～3100	O	41.1	191005	0		204.9		47.56
		顾辛庄	坝21	3396.4～3421.0	O	20.0	114291	0	337.0	320.2		/
		信安镇	苏4	4746～4870	O	12.9	55449	4.33		158.5		47.59
		苏20	苏20	3342.0～3392.4	C—P	104.0	219000	144.0	361.1	317.8		47.01
		文23	文23	1929.62～2762.4	C—P	16.4	138800		278.7	256		46.94
深县		清辉头	泽65						无	资	料	

（包括气顶）数据表

温度			原油物性						天然气性质				凝析油含量
油层深度(米)/温度(°C)	临界温度(°C)	油气比(m^3/t)	相对密度(D_4^{20})	粘度(50°C)	含蜡(%)	胶质加沥青质(%)	凝固点(°C)	300°C馏分(%)	甲烷(%)	重烃(%)	N_2(%)	CO_2(%)	(g/m^3)
/	/								96.41	0.27	2.05	0.70	/
1550/56	192.09								97.38	0.51	0.93	1.18	/
1700/58	193.02								97.14	1.66	0.72	0.48	/
/	191.8								98.64	0	0.26	1.10	/
/	191.6								98.91	0	0.76	0.33	/
2300/76	226.73	228800	0.8610	98.17	3.75	18.15	16	/	76.46	21.43	1.72	0.39	4
2000/74	194.54	75653	0.7504	0.65	/	/	-34未凝	(140°C) 64	96.18	2.66	0.59	0.58	13
/	201.48	47160	0.7846	0.68	21.1	2.65	-32未凝	87	91.05	8.05	0.63	0.27	21
/	212.3	3993	0.7287	0.58 (30°C)	/	/	-23以下	(270°C) 96.1	83.97	13.65	1.64	0.75	250
2050/66	206.48	35572	0.7301	0.44	/	0.75	-26	(228°C) 90	90.04	9.9	/	0.05	28
2300/76	210.11	8450	0.7406	0.65 (20°C)	0.58	0.02	<-38	(290°C) 94	86.05	13.22	0.58	0.14	118
/	/	7921	0.7521	0.68	0.28	0.15	<-35	(280°C) 94					126
2200/72	209.12	1742	0.7874	1.47	4.6	6.85	-34未凝	72	80.95	13.73	4.12	1.19	574
1650/60	219.84	18214	0.7115	0.35	0.7	1.15	-21未凝	(280°C) 89.5	78.61	19.46	1.89	0.04	55
3000/118	215.73	7964	0.7598	0.64	1.55	1.05	-10	90.0	81.09	12.65	2.12	3.34	126
2900/106	209.01	4647	0.7620	0.65	1.75	0.56	-6	90.5	85.50	10.59	1.47	2.16	215
3408/108	/	5715	0.7974	1.13	12.0	0.93	8	76.30	88.18	7.54	3.28	1.00	175
4808/152	219.65	4298	0.7937	1.04	6.5	1.7	-11	86	86.84	11.27	0.49	1.40	233
3367/110	222.88	2106	0.7748	1.14 (20°C)	0.6	0.96	-4	82	76.01	20.25	2.32	1.42	475
2736/89	207.83	8463	0.7581	0.48	0.24	0.3	<-35	(304°C) 95	81.69	14.86	2.85	0.61	118

凹陷	类别	气藏	代表井	井段(m)	层位	日产量			压力			
						油(t)	气(m^3)	水(m^3)	地层压力①(大气压)	流动压力(大气压)	饱和压力(大气压)	临界压力(大气压)
廊固	气顶	京11	京206	1289.4～1412.0	Es_4	0	235000	0	144.3	/		47.99
霸县		苏1	苏1	4214.71～4268.34	O	58.7	62795	6.74	415.9	333.5		47.43
		苏6	苏6	3961.6～4042.27	O	86.0	20800	4.2	403.3	196.9		47.50
饶阳		梁村②	宁古1	5064.37～5166.75	Chg?	90.3	78000		457.9	172.7		60
晋县	H_2S气	赵兰庄	赵2	2603.0～2618	Ek		H_2S气 75884					

①1大气压＝0.098兆帕。②梁村潜山油藏气质尚待进一步落实。

天然气藏的形成除需具备生气条件外，还必须有相对好的保存及圈闭条件，本凹陷天然气藏主要分布在柳泉—曹家务及河西务构造带北部向廊坊凹槽倾没部位。该区早第三纪以来沉积基本连续，剖面比较齐全，后期抬升活动微弱，保存条件好（图8-3）；区内的圈闭封闭条件也较好。如柳泉—曹家务构造带顶部陷落部分，断层多，封闭条件差，因此只分布有油藏。而构造的两翼断层相对少，圈闭相对严密，则主要分布气藏（图8-3A、B、C、D）。还有一些气藏的圈闭，则是透镜状砂体，如凤河营、安50-8气藏(图8-4)；另外还有以断层使气层与泥岩相连接，形成封闭较好的圈闭，如京39气藏等。

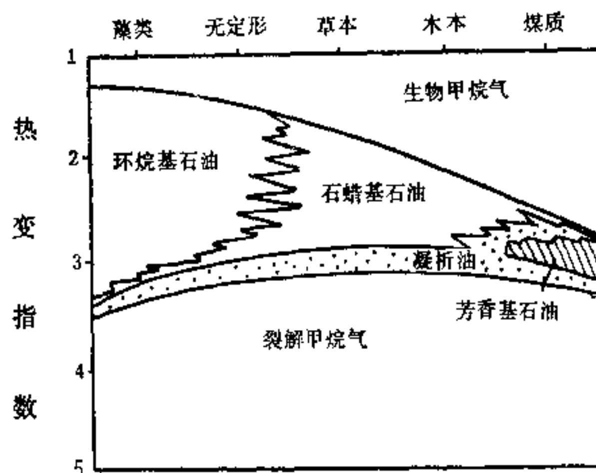


图 8-2 不同生油母质的生烃模式图
(据M.A.ROGERS)

2.中元古界及下古生界潜山气藏分布广泛

这类气藏北起廊固凹陷，南至深县凹陷均有分布。其特点：

（1）奥陶系潜山气藏分布在石炭-二叠系覆盖区，这是潜山气藏中最重要的一种地层组合，气藏形成与石炭-二叠系覆盖有密切关系。一是石炭系煤层及暗色泥岩是重要的气源层，具较好的气源条件（详见第五章第七节）。二是中上石炭系有220～340米的泥质岩层，成为有利盖层，地层水交替微弱，总矿化度达10000～20000毫克/升，超过其它潜山油田3～6倍，有利于天然气的聚集和保存。

（2）在无石炭-二叠系覆盖区如饶阳凹陷中心，发现了被下第三系覆盖的中元古界碳酸

续表

温度		油气比	原油物性						天然气性质				凝析油含量
油层深度(米) 温度(°C)	临界温度(°C)	(m^3/t)	相对密度(D_4^{20})	粘度(50°C)	含蜡(%)	胶质加沥青质(%)	凝固点(°C)	300°C馏分(%)	甲烷(%)	重烃(%)	N_2(%)	CO_2(%)	(g/m^3)
1360.7/51	207.20	/	/	/	/	/	/	/	86.59	5.91	0.9	6.[illegible]9	/
4241/138	211.7	1070	0.8585	4.23	15.5	10.0	29	39	80.58	17.1	1.37	0.95	935
/	219.65	242	0.8654	5.31	12.9	13.1	33	32	79.42	18.16	0.69	1.[illegible]3	4135
4970/162	253.5	866.7	0.7928	2.04	36.8	0.13	29	66	43.78	7.3	2.52	46.64	
												3.6 H_2S92%	

表 8-2 天然气藏层位分布表

界	系	统	组	段	气藏(包括气顶)名称
新生界	上第三系	上新统	明化镇	上段	凤河营(河1井)
	下第三系	渐新统	沙河街组	一段	泉67、安65、307、313、50—8
				二段	安316、90—2
				三段	泉20、24、36、60、新泉2
				四段	京39、11
		始新统	孔店组		赵兰庄
古生界	二叠系		上石盒子组		苏20、文23
	奥陶系				苏1、6、信安镇、清晖头、顾辛庄、刘其营
中元古界	长城系		高于庄组		梁村

表 8-3 冀中坳陷主要生油凹陷下第三系沉积厚度与速度比较表

凹陷名称	廊固	霸县	饶阳	深县	晋县
主断层第三系底面最大断距(m)	11000	8000	4800①	3800	4000
下第三系最大厚度(m)	9000	7000	5000	3700	5400
沉积速度(mm/y)	0.30	0.21	0.14	0.1	0.12
暗色泥岩厚(m)	5100	2200	1350	600	700

①指马西主断层。

盐岩组成的梁村潜山油气藏。油气藏顶部埋深达4800米。油气源来自下第三系生油层的高成熟带，巨厚的第三系构成有利封闭。原油相对密度小，但含蜡量高。天然气含量高，油气

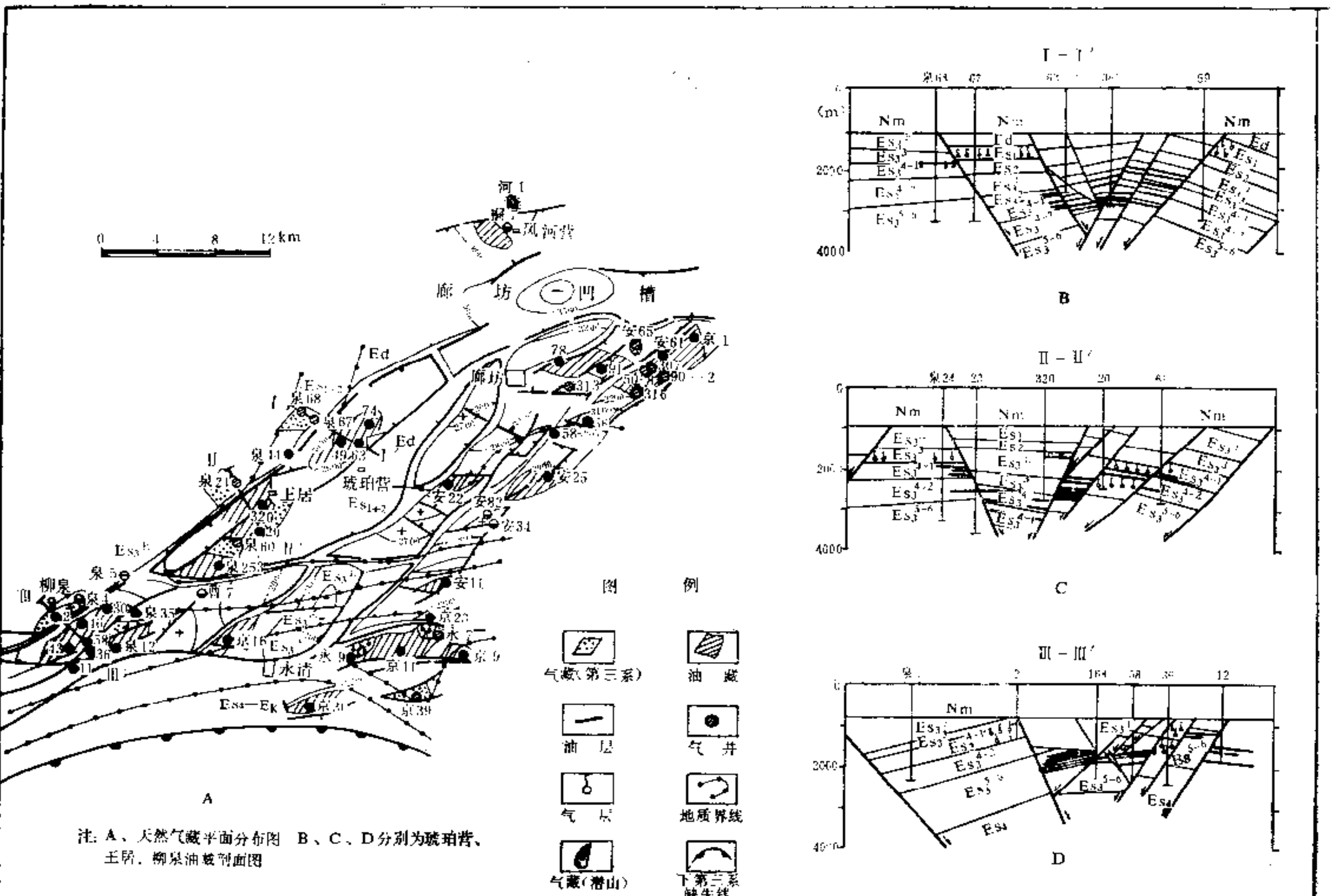


图 8-3 廊固凹陷天然气分布特征图

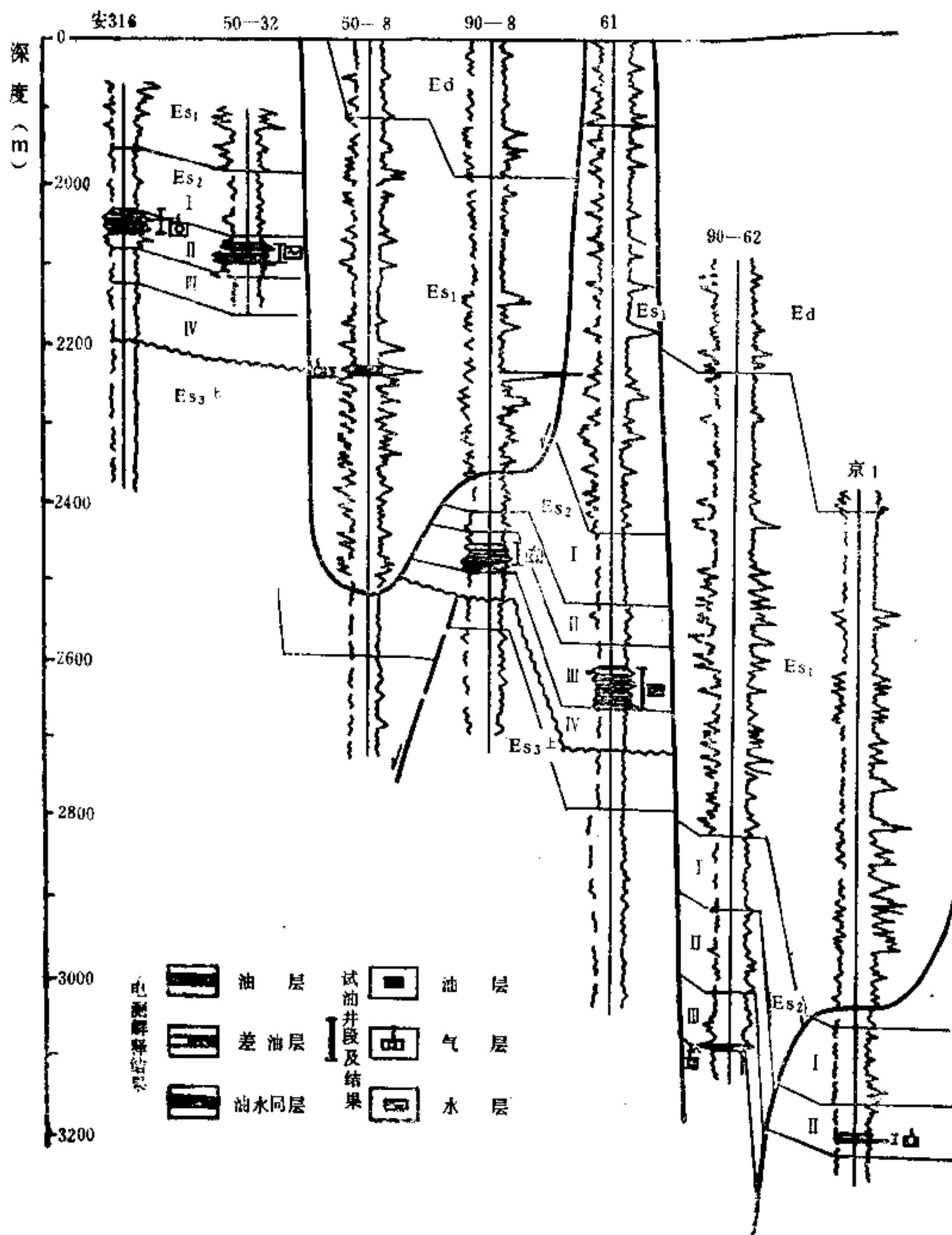


图 8-4　河西务构造带北段油气藏剖面

比为866.7立方米/吨。梁村深潜山油气藏的发现，展示了凹陷中心深潜山勘探天然气的前景。

过去国外一般把“液态石油死亡线”温度定为149℃，按此推算，饶阳凹陷在埋深4350米左右即应是纯气藏，但实际上在这一深度还见到相对密度为0.8388的原油（大王庄潜山），而梁村潜山在埋深5061米尚见含蜡36.8%的原油。按梁村潜山油气特点测算，5300米以下方为“液态石油死亡线”，这样就使天然气深度分布范围大大扩大了。

3. 石炭-二叠系发现了自生自储气藏

在文安斜坡于上二叠统发现了凝析气藏，其储集层为上石盒子组底部河床相砂岩，具有较好的储集物性，据苏20井取芯分析，孔隙度平均16.4%，渗透率平均227.4×10^{-3}二次方微米；气源层为下二叠统底部山西组和中上石炭统煤系地层(表5-43，表5-44，图5-56)；储集层之上有140～180米厚的石千峰组泥岩，构成有利的盖层。

三、气藏埋深差别大

气藏埋深最小者仅568米（凤河营），最大者4800米（梁村潜山顶），深度相差4232米。但多数气藏的埋深小于2500米，共计14个，占总数56%，而多数储量却在1000米以下，其储量占总数的80.75%，详见表8-4。

表 8-4 冀中地区天然气藏埋深数据表

埋藏深度(m)		500～1000	1000～1500	1500～2000	2000～2500	2500～3000	3000～3500	3500～4000	>4000	合计
气藏数	个数	1	3	3	7	3	2	2	4	25
	占总数百分比	4	12	12	28	12	8	8	16	100
储量 %				0.6		7.9	10.75		80.75	100

第二节 天然气组分特征

按照烃气与非烃气的含量比例，区内天然气组分有三种类型（表8-5）。

表 8-5 冀中坳陷天然气组分类型划分表

分类	亚类	烃类 (%)		非烃类 (%)		
		甲烷	重烃	CO_2	H_2S	N_2
烃气	干气	>95	<1～2.5	少量	微	微
	湿气	<95	>5			
非烃气		少量	少量	3.5	>90	微
混合气		>35	>10	>42	微	少量

一、烃气

天然气中烃气的含量及其组分是由生油母质类型及热演化程度所决定的，如图8-2，高等植物生油母质的生油带窄，生气带宽，并生成较多的凝析油。

烃气按甲烷含量多少，又分为干气和湿气两种：

1. 干气

甲烷含量大于95%；重烃含量一般小于1%，最多为2.5%。一般埋藏较浅，最深不超过2000米。其成因有二，一是深部生成的油气运移到浅层中后，由于氧化和细菌分解，

形成以甲烷为主的天然气；二是浅层生油层在未成熟阶段生成的生物甲烷气。

2. 湿气

甲烷含量少于95%，油藏溶解气、凝析气一般属于这一类型。在正常地质条件下，其重烃含量随埋藏深度而增加。根据150口井资料所编制的天然气重烃含量和埋藏深度关系曲线可以明显地看出，埋深在2000～4500米间富含湿气（图8-5）。

二、非烃气

本区典型的非烃气类气藏，目前发现的仅有晋县凹陷赵兰庄H_2S气藏。赵2井于孔店组上白云岩段2603～2618米井段测试，25毫米孔板日产气45000立方米，H_2S含量达92%。

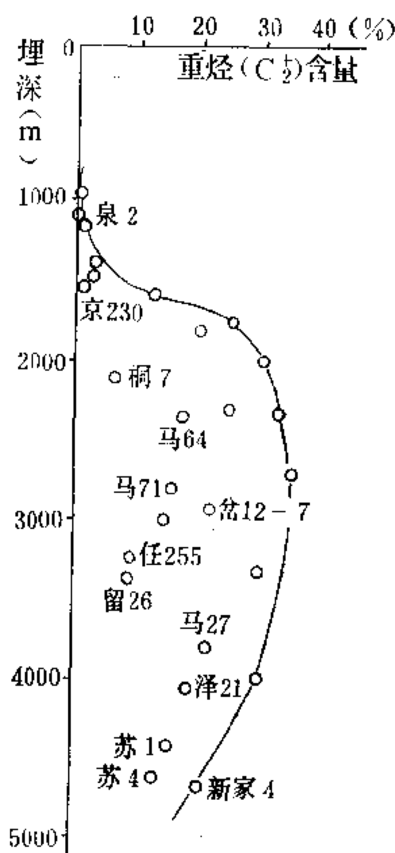


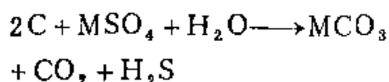
图 8-5 冀中坳陷天然气湿气含量与深度关系曲线

赵兰庄构造为长期继承性构造，下第三系于构造顶部薄，翼部厚（图8-6B），闭合幅度1230米，闭合面积72平方公里，（图8-6A），产层为沙四段孔店组，含H_2S气层累计厚度547.7米。储集岩主要为白云岩、泥质白云岩，其次为砂岩及泥膏岩。储集空间主要为裂缝和孔洞。初步计算H_2S气分布范围有60平方公里。

H_2S气藏的形成需要三个条件：

1. 暗色泥岩与硫酸盐岩间互层组成的剖面，是H_2S气生成的物质基础

本区的H_2S气源层沙四段—孔店组是由暗色泥岩、碳酸盐岩、硫酸盐岩、盐岩及砂岩组成，厚1610米（赵8井）。H_2S气是硫酸盐经有硫机质还原脱作用形成的，其反应式如下：



$$2C + MSO_4 + H_2O \longrightarrow MCO_3 + CO_2 + H_2S$$

式中C，为有机质中的碳元素，M代表任一金属元素。

2. 停滞的水动力条件使H_2S气富集

H_2S易溶于水，当温度为20℃时，一升水中可溶解H_2S气3.85克。如果水动力条件活跃，H_2S可随地下水交替而逸散，难以富集。区内地层水活动十分微弱，其总矿化度达20000～40000毫克/升，水型为$CaCl_2$型。最高可达98300毫克/升，几乎为正常海水含盐量的三倍，在这种地层水高度浓缩、活动十分微弱的条件下，使H_2S富集成为较大的工业气藏。

3. 严密的盖层使H_2S气能够长期保存

H_2S气不仅易溶于水，而且易于挥发扩散。必须有严密的盖层方得以保存。盖层的质量、厚度直接影响H_2S气的富集程度，以孔店组上白云岩段H_2S气层为例，其上覆盖的沙四段泥膏岩本是理想的盖层，但由于其厚度在不同部位有变化，致使H_2S的富集程度有较大差别，如在赵2、8井区，盖层厚度大（400米），H_2S富集，赵2井日产H_2S气45000

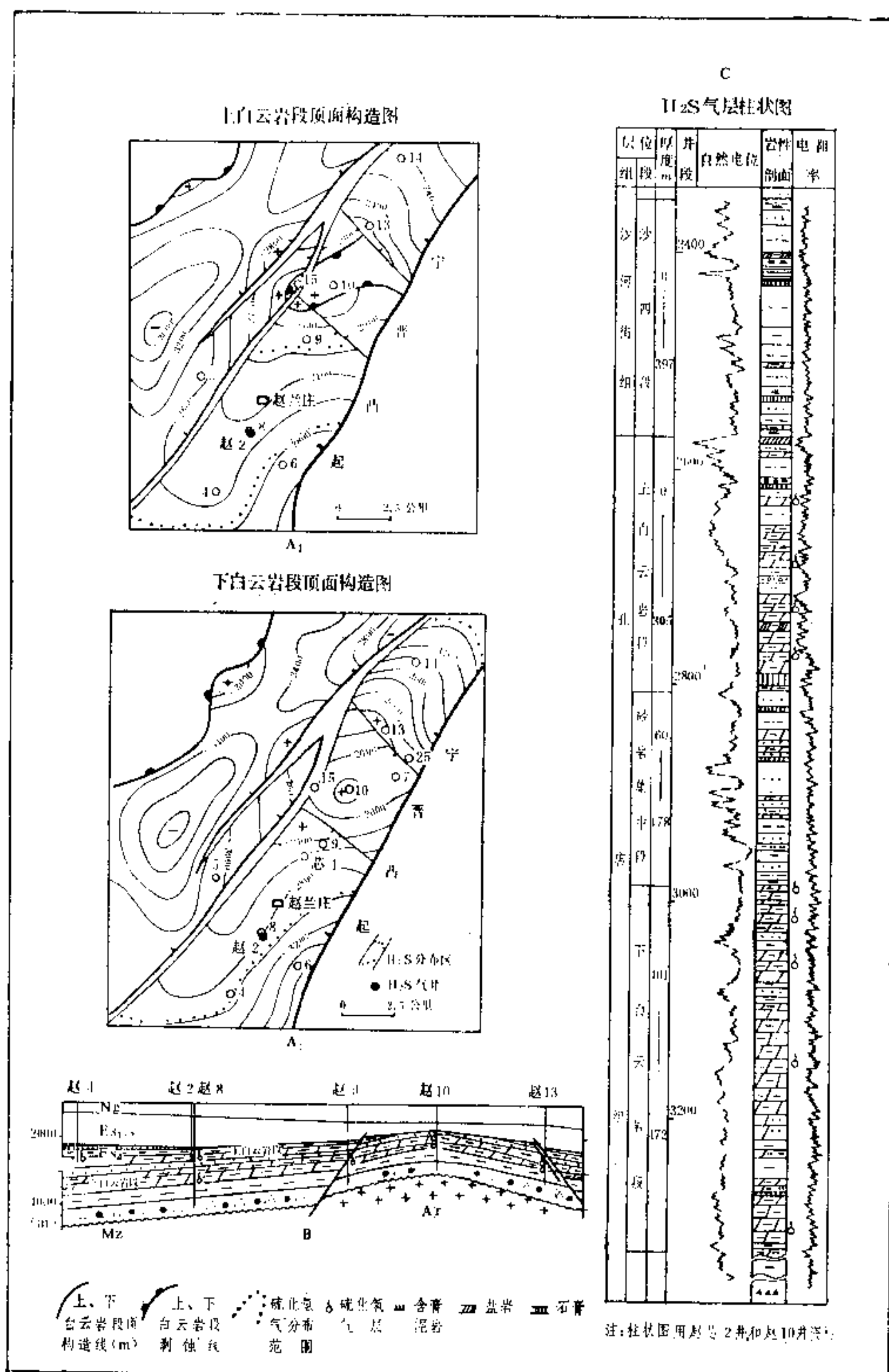


图 8-6 晋县凹陷赵兰庄H_2S气藏综合成果图

立方米，而在赵3、9井区盖层变薄（43米），因此赵3井只产富含H_2S的原油及水，未见H_2S气。孔店组下白云岩段H_2S层的盖层泥膏岩分布比较稳定，所以含H_2S范围显著变大（图8-6A）。

三、混合气类

按表8-5划分标准属于混合气类的，区内目前有大王庄东及梁村潜山油藏气，其CO_2气含量达42～46.6%，烃类气含量为51～53.7%。

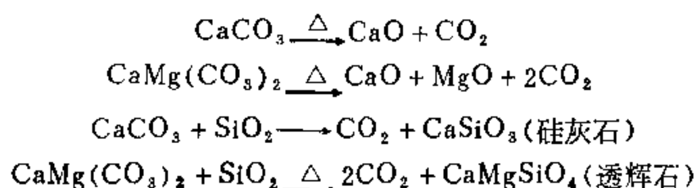
CO_2含量高的原因，初步分析与其特定的地质条件有关。CO_2气的生成一般不外乎两个原因，一是有机质分解产生，即所谓有机成因；二是高温使碳酸盐岩分解产生，即所谓无机成因。有机成因的CO_2其$\delta^{13}C$值偏低，最大不超过-9‰，一般在-20‰左右；而无机成因的CO_2其$\delta^{13}C$为0.3～0.8‰PBD，济阳坳陷宾南油气田CO_2的$\delta^{13}C$为-5.9‰。其成因是由于火成岩侵入，或喷发使围岩碳酸盐岩分解产生，属无机成因。大王庄东潜山留58井油藏气CO_2的$\delta^{13}C$为6.98‰，显然也属于无机成因，但究竟是何种无机成因，目前有两种认识。

1.岩浆侵入碳酸盐岩使其分解产生CO_2

（1）钻井中钻遇火成岩体，如留58井于4160米井段进入雾迷山组碳酸盐岩，于4273米井深钻遇一套火成岩，与其相邻的留36、留7井中也均钻到了火成岩（图8-7A）。其岩性在留58井上部为绿泥石绢云母石英片岩，含5～8%的碳酸盐矿物，具鳞片状和变余斑状结构，下部变余斑状结构明显；留36井为碳酸盐化碎裂花岗岩和石英绿泥石片岩；留7井为碎裂花岗岩和绿泥石石英片岩；三口井成分接近，认为均属同一花岗岩侵入体。(图8-7c)

（2）在航空磁测异常图上也有一个呈椭圆状的40伽马的正异常，其范围及磁性体埋藏深度与钻井结果基本相符，异常区面积有72平方公里（图8-7B）。因此认为这个岩浆侵入体是形成大量CO_2气的热源。

CO_2气是由高温岩浆使围岩碳酸盐岩分解生成的，其反应式如下：



$$CaCO_3 \xrightarrow{\triangle} CaO + CO_2$$

$$CaMg(CO_3)_2 \xrightarrow{\triangle} CaO + MgO + 2CO_2$$

$$CaCO_3 + SiO_2 \longrightarrow CO_2 + CaSiO_3\text{（硅灰石）}$$

$$CaMg(CO_3)_2 + SiO_2 \xrightarrow{\triangle} 2CO_2 + CaMgSiO_4\text{（透辉石）}$$

2.CO_2的产生是由多种因素共同作用的结果

除了由高温岩浆使碳酸盐分解形成CO_2外，地下高温地层水也能使碳酸盐岩分解形成CO_2，其反应式如下：



$$Ca(Mg)(HCO_3)_2 \xrightarrow{\triangle} Ca(Mg)CO_3 + CO_2 + H_2O$$

由冀中坳陷碳酸盐岩潜山油藏气中CO_2含量与埋深加大的关系（图8-8）可以看出，CO_2含量随埋深而增加。在第三系油藏气中的CO_2含量也有类似的规律（图8-9）。

此外，岩浆本身也析出大量CO_2气，其含量仅次于水蒸汽，详见表8-6。

岩浆活动期后CO_2气沿裂缝、断层进入与其相连通的地层中，并在适于储气的圈闭中聚集保存下来。墨西哥高含CO_2气藏分布于火山岩分布区内，A.I.莱复生认为其来源于火山气。我国吉林省营城煤田发现的CO_2气，其气源也为火山气。

综合上述，可以看出CO_2气有多种成因，其中以岩浆与碳酸盐岩作用产生CO_2气，为其主要成因。

图 8-7A　大王庄东潜山顶面等深线图

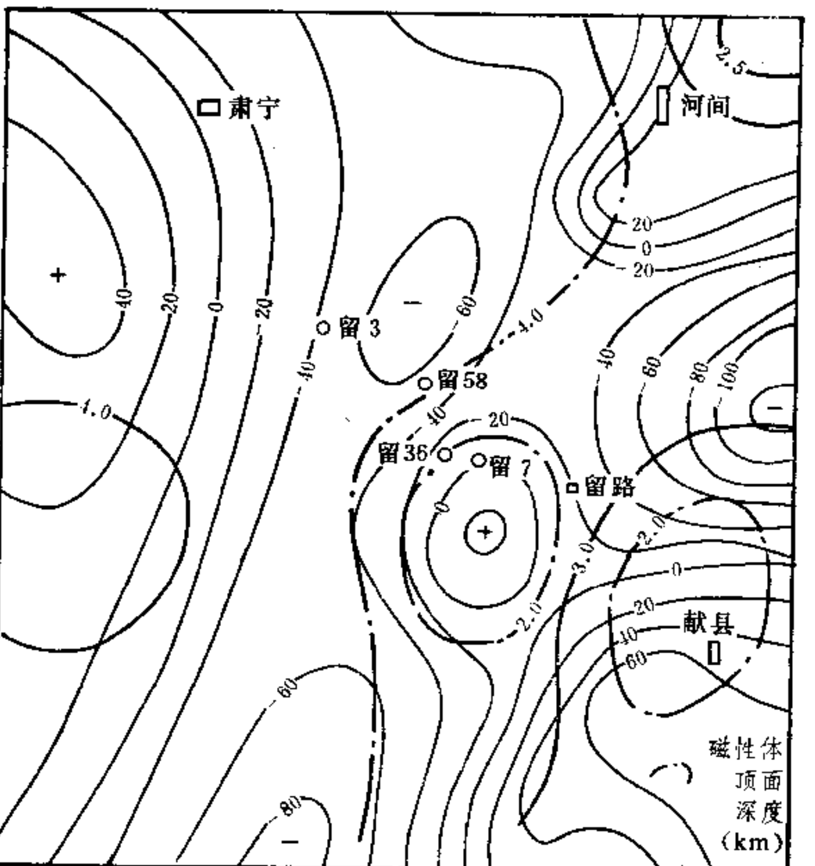


图 8-7B　留路—大王庄地区航磁ΔTa等值线及磁性体埋藏深度图

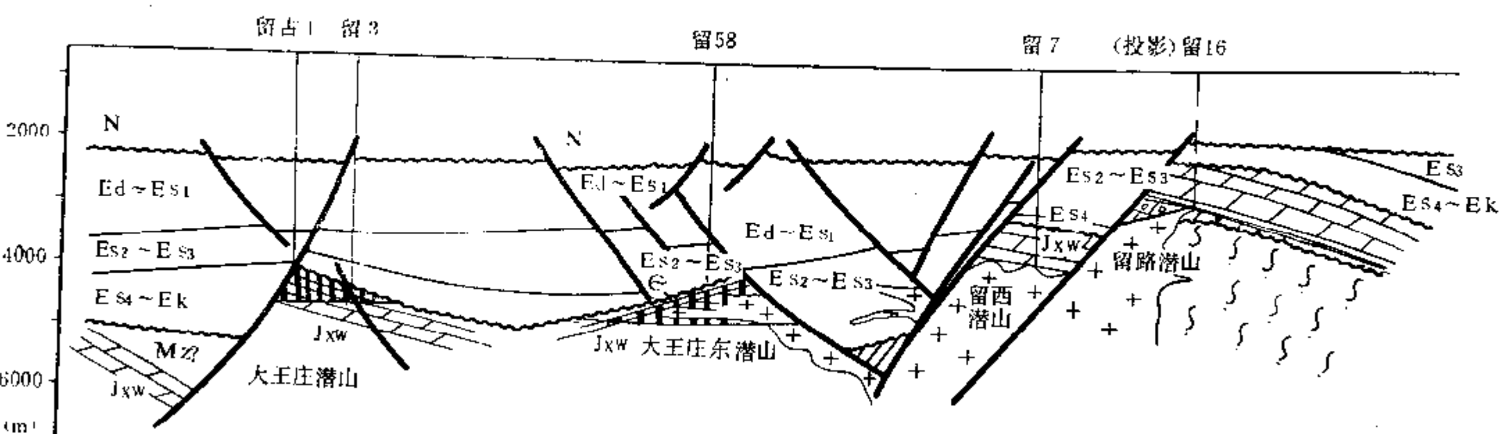


图 8-7C 留3—留16井潜山剖面图

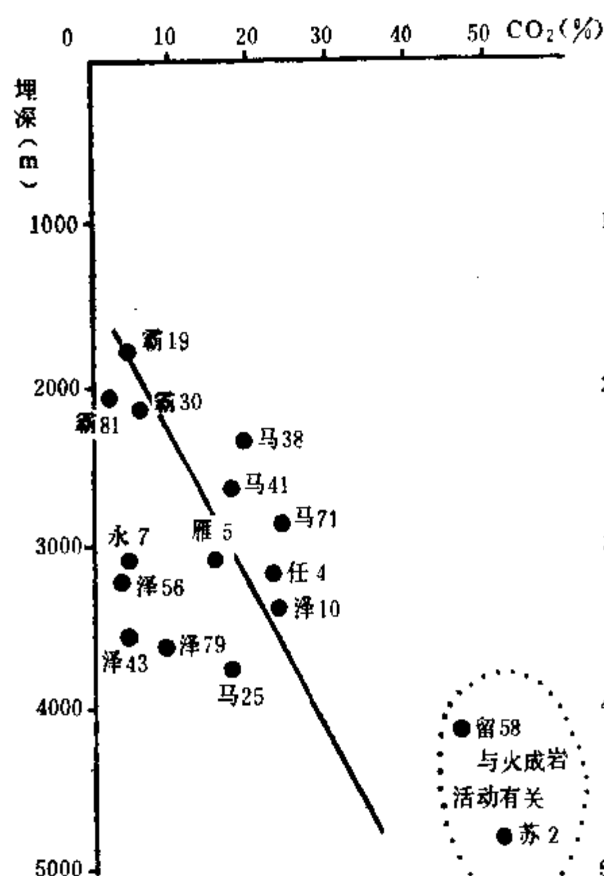


图 8-8 冀中坳陷潜山油藏深度与溶解气中CO_2含量关系曲线

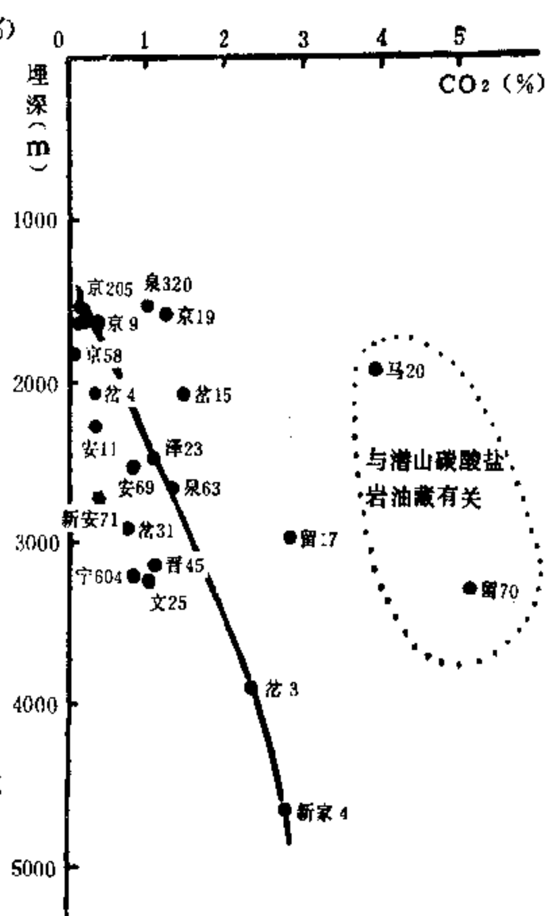


图 8-9 冀中坳陷下第三系油藏深度与溶解气中CO_2含量关系曲线

表 8-6 现代火山气体组成表

气体组分 \ 百分比 \ 地区	夏威夷	扎伊尔	冰岛	西印度群岛	大洋洲	加里福尼亚	日本
CO_2	24.4	40.9	4.6	10.1	10.4	2.1	25.9
CO	0.8	2.4	0.3	2.0	8.3	0.6	/
H_2	0.9	0.8	2.8	0.2	1.1	0.4	/
SO_2	11.5	4.4	4.1	/	/	0.01	0
S_2	0.7	/	/	0.5	1.3	0.9	/
SO_3	1.8	/	/	/	/	/	/
Cl_2	0.1	/	/	0.4	0.4	0.3	/
F_2	0	/	/	3.3	0	1.5	/
HCl	/	/	0.6	/	/	/	/
Ar等	10.1	8.3	4.5	0.9	7.2	0.6	11.1
H_2O	52.7	43.2	83.1	82.5	71.3	93.7	63.0

第三节 天然气的赋存形式

天然气的赋存形式与其本身组分、温度、压力及同一系统中的原油性质均有密切关系。每一种赋存形式在相态图上均有其固定位置。本区天然气的赋存形式即产状可划分为溶解气、油藏气顶、凝析气藏及纯气藏四种（图8-1、表8-1）。兹分述于下：

一、溶解气

溶解气是指无气顶的纯油藏中溶解的天然气。一般在所有油藏中均含有数量不同的溶解气。溶解气的含量和油藏饱和压力有直接关系；饱和压力低，溶解气量就低（图8-10、表10-1）。区内潜山油藏的饱和压力明显低，一般为（7.4～30.3）$\times 10^{-1}$兆帕。因此原始油气比仅为2～14立方米/吨，其中任北奥陶系油藏稍高，为63.8$\times 10^{-1}$兆帕。原始油气比为38.6立方米/吨。下第三系油藏饱和压力一般比较高，为（33.3～135.7）$\times 10^{-1}$兆帕，因此其原始油气比也高，为24.2～117立方米/吨。

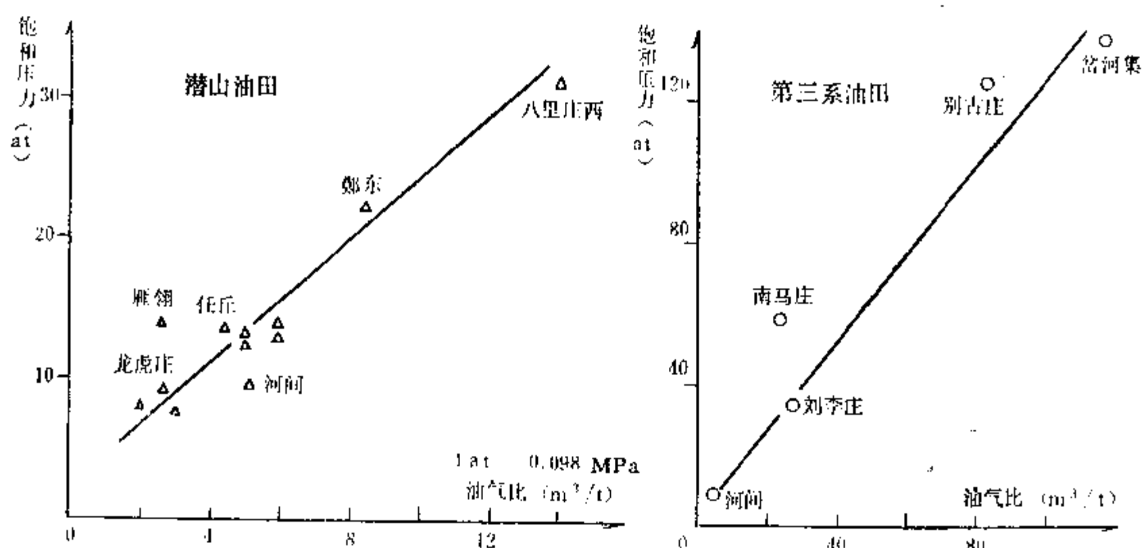


图 8-10 冀中坳陷油藏饱和压力与油气比关系曲线

溶解气中甲烷含量比较低，一般为60～75%，重烃含量相对较高，一般为10～20%，最大可达50%（岔河集油田岔15断块），属于典型湿气。

二、气顶

这类天然气产状的特点是底部有油环。属这种类型的有四个：苏1、苏6、梁村潜山油气藏及别古庄油田京11断块沙四段油气藏。

气顶是原油中的游离气在重力分异作用下形成的。游离气则是由于气顶所在深度的地层压力与原油饱和压力接近、原油中溶解气析出而形成的。国内有气顶和无气顶油藏的统计资料表明，当饱和压力与地层压力的比值大于82%时，则产生游离气而形成气顶。上述三个潜山气顶油藏，目前尚未测得饱和压力，但借助于油气界面资料测算，所得饱和压力与地层压力的比值均大于82%。

如上所述，饱和压力低，天然气含量就低，如南孟奥陶系潜山油藏，饱和压力只有

8×10^{-1}兆帕，原始油气比仅为2.6立方米/吨(表10-1)，因此根本形不成气顶。

原油比重大，天然气中甲烷含量也往往偏高。如别古庄油田京11断块，不少井原油比重达0.90，因此天然气中甲烷含量达89.12%；当原油比重大，甲烷含量高，天然气在原油中溶解度小的情况下，油气比即使不高，也可形成较高的饱和压力，如京11井断块油气比仅82立方米/吨，饱和压力却高达123.3×10^{-1}兆帕，与油层压力比值为84%，因此形成气顶。

气顶气中甲烷含量比溶解气高，一般为80%左右。

三、凝析气藏

烃类在地下处于临界温度和临界凝析温度之间。当地层压力大于露点压力则呈气态，当地层压力小于露点压力则呈气、液两相状态。在开采过程中由于烃类上升至地面，温度、压力下降，产生反凝析现象，其中一部分在地层中为气态的重烃变为液体，这就是所谓凝析油。

以烃类为主的天然气藏(包括气顶)在开采过程中，一般都含有凝析油，但只有当凝析油含量达到一定标准时(我国现行标准是每采一立方米天然气,含凝析油大于30克)才,被称为凝析气藏。当然凝析气藏的确定不仅要考虑凝析油含量，还要考虑烃类气、液相态体积比值，液态烃相对密度等多种因素。

根据石油部1982年元月所提标准(表8-7)，综合本区实际情况，确定区内有凝析气藏12个(表8-1)。

表 8-7 我国及苏联、美国油气田分类表①

分类依据		气田	凝析气田		油气田		
凝析油含量(g/m^3)	美国	0～25	>25				
	苏联	0～30	>30				
	中国	0～30	>30		气顶气0～30或>30		
相态比值	美国		不带油环	带油环	气顶油藏		
	苏联		不带油环 $V_{液}=0$	带油环 $V_{气}>V_{液}$	气顶油藏	凝析气顶油藏	
	中国		不带油环 $V_{液}=0$	带油环 $V_{气}>V_{液}$	气顶油田	凝析气顶油田	带气层气油田
液体相对密度	美国		0.7264～0.8123		>0.8250		
	苏联		0.7200～0.8000		>0.8000		
	中国		0.7264～0.8123		>0.8250		

①据1982年元月石油工业部油气田开发司冈秦麟报告。

本区凝析气藏的气源，主要是腐植型生油母质在低成熟阶段生成的凝析气，如分布于廊固凹陷的六个下第三系凝析气藏，其特点是埋藏浅，均小于2500米。另外如霸县凹陷顾辛庄、信安镇凝析气藏，则是生油岩处于高成熟阶段的产物，因为气藏本身埋深已达3400

~4400米，气源主要来自埋深在4000米或4500米以下生油层。

凝析气中甲烷含量相对较高，为76.01~88.18%，详见表8-1。

四、纯气藏

区内共计有8个纯气藏。其特点是埋藏浅，一般在1000~1800米左右，最浅的是凤河营气藏，埋藏深度仅568米；再则是含气层位新，分布于非生油层系的沙三段中上部到明化镇组，与有效生油层系相隔较远；另外是气体组分中甲烷含量高，一般均大于95%，属于干气。

纯气藏的成因如第一节干气一段中所述，是浅层甲烷气聚集（如凤河营及新泉2气藏）或深层天然气向上逸散再聚集的结果。深层气源的纯气藏，重烃含量高，如安65井气藏可达21.4%（表8-1），与气顶气组分相似。

第四节　天然气资源及勘探前景

一、天然气资源

本区天然气源岩有两套，即石炭-二叠系和下第三系。现将天然气资源情况分别叙述于下。

1.石炭-二叠系天然气资源

如前第五章所述，石炭-二叠系油气源岩生成的主要是凝析油和天然气。由于后期抬升使生油气岩在相当长的一段地质历史中生气过程中断，第一次所生成的天然气也因以后发生的多次构造活动而基本散失。因此只能以二次生气量为基础测算资源量。

（1）生气量

1）计算公式

$$Q_{生} = M \cdot S$$

式中　$Q_{生}$——生气量，亿立方米；

　　M——生气强度；

　　S——生气面积，平方公里。

生气强度$M = d_{煤} \cdot h_{煤} \cdot R_{g视煤} + (d_{碳} \cdot h_{碳} \cdot c_{碳} + d_{暗} \cdot h_{暗} \cdot c_{暗}) \cdot R_{视泥}$

式中　$d_{煤}$、$d_{碳}$、$d_{暗}$——分别为煤、碳质泥岩、暗色泥岩的相对密度；

　　$h_{煤}$、$h_{碳}$、$h_{暗}$——分别为煤、碳质泥岩、暗色泥岩的厚度，米；

　　$c_{碳}$、$c_{暗}$——分别为碳质泥岩、暗色泥岩的有机碳百分含量；

　　$R_{g视煤}$——为视煤气发生率，米^3·烃/吨·煤；

　　$R_{g视泥}$——为碳质泥岩和暗色泥岩天然气发生率，米^3·烃/吨·有机碳。

2）计算方法　把面积为3522平方公里的计算区划分为108个小块，分块计算，然后再分构造带、分凹陷累加起来。

（2）聚集量

$$Q_{聚} = Q_{生} \cdot K$$

式中　$Q_{聚}$——天然气聚集量，亿立方米；

　　K——聚集系数。

2.下第三系天然气资源

下第三系天然气资源是根据生油热模拟计算的，其中廊固和霸县凹陷的资源量占冀中坳陷下第三系资源量总数的85%，沙四段孔店组资源量占该总数的82.3%。(表8-8)

本区石炭-二叠系和下第三系两套气源层测算资源量为898亿立方米，详见表8-8。

表 8-8 冀中坳陷天然气生成量和聚集量汇总表

地区	总生气量($1\times10^8m^3$)			聚集量($1\times10^8m^3$)			备注
	下第三系	石炭-二叠系	合计	下第三系	石炭-二叠系	合计	
廊固凹陷	14564	20057.74	34621.74	116.5	100.29	216.79	
霸县凹陷	7480	36230.75	43710.75	224.4	362.31	586.71	包括杨村斜坡
饶阳凹陷	554	/	554	16.6	/	16.6	
深县-束鹿凹陷	415	2577.60	2992.6	12.5	25.78	38.28	
武清凹陷	3160	/	3160	31.6	/	31.6	
里坦凹陷	/	1616.03	1616.03	/	8.08	8.08	
合计	26173	60482.12	86655.12	401.6	496.46	898.06	

二、勘探方向

本区发现天然气藏的时间虽然很早，但长期以来进展不大，直到近两年才有所发展。截至1984年底上报天然气储量仅占总资源量的很小一部分，从这个比例数据来看，冀中坳陷的天然气勘探尚处于初期或开始阶段，勘探潜力大。

今后勘探天然气主要有三个领域，一是在石炭-二叠系分布区，勘探以石炭-二叠系为气源的奥陶系、石炭-二叠系气藏，有利地区是文安—杨村斜坡，大城凸起及里坦、深县凹陷；二是勘探埋藏在4000米以下的深潜山，有利地区是饶阳、束鹿等生油凹陷的中央潜山带(群)。三是在廊坊和霸县凹槽及其周边勘探第三系气藏。

第九章 油气藏

第一节 油气藏类型

一、油气藏类型划分意义及原则

目前世界上已发现数以万计的油气藏，其形态千差万别，成因各式各样，为了综合归纳油气藏形成的基本条件，研究各种类型油气藏的分布规律，就必须对油气藏进行科学的类型划分。为此，多年来许多石油地质学家在这方面进行了大量的研究工作，并从不同角度提出了各种各样的划分方案。比较著名的有苏联石油地质家И.О．布罗德的以油藏形态为依据的分类方案；美国石油地质家A.I.莱复生根据圈闭成因提出的分类方案；我国的石油地质学家根据我国的石油地质特点，从不同方面提出了我国油气藏类型的划分意见。所有上述分类方案均各有特点，但从近年来的发展趋势看，更多的人比较强调圈闭的成因因素，认为不同成因的圈闭是与不同地质构造环境紧密联系的，根据圈闭成因来划分油气藏类型，更便于深入地分析油气藏形成条件和认识油气藏分布规律，从而更好地指导勘探实践，提高勘探成效。

油气藏类型划分的基本原则应当包括两个方面：

1.分类的科学性

指分类能充分地反映油气藏的形成条件，反映不同类型油气藏之间的区别和联系。

2.分类的实用性

使分类能够很好地指导勘探实践，并且简明扼要，使用方便。

根据上述原则，对冀中坳陷已发现油气藏进行了划分。鉴于冀中坳陷特定的地质条件，在划分中把潜山油气藏（一般被列入地层油气藏）单独划分出来，与第三系油藏并列为两大部分，然后再分别进一步详细划分。

二、潜山油气藏类型

1975年7月发现任丘潜山大油田以来，开辟了我国油气勘探的新领域，很多人对潜山油气藏类型进行了研究，并相应地提出了潜山油气藏类型的划分方案。其中工作最系统而且完整的分类方案有两个，一是1978年唐智等在《渤海湾地区古潜山油气田》中提出的古潜山油藏分类方案（图9-1），二是1982年华北石油勘探开发设计研究院于《潜山油气藏》中提出的划分方案（图9-2）。这两个方案都是以渤海湾盆地为对象进行划分的，内容详尽，类型丰富，而本书划分油气藏范围仅局限于冀中坳陷已发现的油气藏。因此在综合这两个划分方案的基础上，突出冀中坳陷的特点，按照油气藏所在的潜山位置与油藏形态进行了类型划分（图9-3）。如按图表格式排列组合可划分出8种类型，目前已发现了6种，还有两种尚待进一步证实。

三、第三系油气藏类型

对于冀中坳陷第三系油气藏类型的划分，过去有不少同志进行过研究，并以圈闭成因为依据提出过相应的划分方案，比较系统的是1979年及1980年由华北石油勘探开发设计研

油贮形态 \ 圈闭类型	构造圈闭		构造—古地貌	古地貌
	半背斜	单斜	断—溶凸	溶凸（残丘）
块状				
层状				
不规则状				
混合状				

图 9-1　渤海湾地区古潜山油气藏分类（据唐智等）

油藏类型 油贮形态 \ 油藏位置	沿潜山不整合面分布		位于潜山内幕			
	Ⅰ．山头	Ⅱ．山坡	Ⅲ．山头	Ⅳ．断壁内	Ⅴ．倾向坡内	Ⅵ．山腹内
a 块状	Ⅰa山头块状油藏	Ⅱa．山坡块状油藏		Ⅳa．断壁断块油藏		Ⅵa．山腹块状油藏
b 层状		Ⅱb．山坡层状油藏	Ⅲb．山头内层状油藏	Ⅳb．断壁层状油藏	Ⅴb倾向坡内层状油藏	Ⅵc山腹层状油藏
c 不规则状	Ⅰc．山头不规则状油藏	Ⅱc．山坡不规则状油藏		Ⅳe．断壁不规则状油藏		

图 9-2　渤海湾盆地潜山油气藏分类图

（Ⅱc、Ⅳc、Ⅴb为尚未找到的油气藏类型，据1982年《潜山油气藏》）

究院提出的两种划分方案。这两种方案大同小异，本书在前人工作的基础上把冀中坳陷第三系油藏分为三类十种，详如图9-4。

第二节　油气藏形成

一般而言，一个油气藏的形成大体包括三方面的条件，即充足的油源、适时的运移和有效的圈闭。在这一节里，不打算对这些条件一一加以论述，本节仅就冀中坳陷的东部凹陷带，在油源条件具备的前提下，重点阐明其油气藏形成过程中的几个特定条件。

一、潜山油气藏形成条件

潜山油气藏在冀中坳陷广泛分布。归纳起来，其形成条件有以下几个方面。

1.古隆起的基岩块体翘倾活动是形成潜山油气藏的基本条件

本区在第三纪前为古隆起——赞皇—冀中背斜带，组成背斜带主体的地层是中上元古

位置类型 形态	山头	山坡	山腹
块状	山头块状油藏（包括残丘） 任丘（Jxw） 霸28残丘	山坡块状油藏 任北（O）	山腹块状油藏 刘其营（O）
层状		山坡层状油藏 南孟	山腹层状油藏 南孟
不规则状	不规则山头油藏	不规则山坡油藏	不规则山腹油藏 河间

图 9-3 冀中坳陷潜山油藏类型划分图

及下古生界碳酸盐岩，在第三纪早期这个背斜带解体，基岩块体发生强烈块断翘倾活动，翘升一侧成为潜山或凸起，倾伏一侧则沉降为下第三系生油岩分布的单断凹陷或凹槽。这样就使得潜山与下第三系生油岩或上下叠置或左右相连，使下第三系生油岩与潜山能够直接或间接地沟通，这就是潜山油气藏在冀中坳陷广泛分布的基本条件(图4 -16)。

2. 下第三系不渗透层覆盖于多孔隙储集体，形成了潜山圈闭

早第三纪沉积前区内基岩在漫长的地质历史中曾遭受强烈风化淋滤，成为多孔隙的储集体，早第三纪早期，伴随块断翘倾活动，基岩逐步被下第三系不渗透层覆盖，从而形成了大量的潜山圈闭(图4 - 3)。

对于翘断山，特别是斜坡区来讲，形成圈闭还要有侧向封堵。如苏桥潜山，若在其上倾方向没有石炭-二叠系和中生界封堵，只有顶部的第三系和石炭-二叠系覆盖层也是不能构成圈闭的(图4 -16)。

3. 断层面和不整合面是向潜山供油气的主要通道

断层面向潜山供油气的实例有河间和留北潜山油藏。这两个油藏位于河间潜山带，其东、北、南三个方向上均无生油层，其上覆盖的又是无生油能力的红色砂泥岩，只有在其西侧的河间西凹槽，沙三段及沙一下段生油岩以断层与其连接。经对比，其油源确系来自

类　　型	亚　　类	细　　分　　类
构造油藏	背斜油藏	逆牵引背斜油藏（河间）；挤压背斜油藏（柳泉）；披复背斜油藏（刘李庄）；披复背斜油藏（深南）
	断层油藏	断块油藏（别古庄）；断鼻油藏（留北）
地层油藏	地层超覆油藏 地层不整合油藏	地层超覆油藏（马97井）；地层不整合油藏（京27井）
岩性油藏	透镜体油藏	砂岩透镜体油藏（凤河营）；京126井玄武岩体油藏；砾岩体油藏（赵7）
	上倾尖灭油藏	柳泉　泉58井；文18井　生物灰岩尖灭油藏

图 9-4　冀中坳陷第三系油藏类型划分图

断层下降盘沙三段及沙一下段生油层(图9－5)，表明断层面是向潜山供油气的主要通道。另外在南孟、龙虎庄等潜山油田，其油气运移主要通道也为断层面。

不整合面作为油气运移通道，已经在刘其营及任北潜山奥陶系油气藏证实(图9－6、图5－6)。而任丘雾迷山组油藏则是以断层面与不整合面两种运移通道同时向潜山供油的典型(图9－7)。

4.潜山地层水与生油层所承受的地层压力差，是烃类进入潜山的主要动力

地层压力差指的是凹陷中生油层所承受的压力与同深度潜山地层水所承受的压力之差额，因为分布在潜山周边的下第三系生油凹槽中的生油岩达到生油门限深度时，它所承受

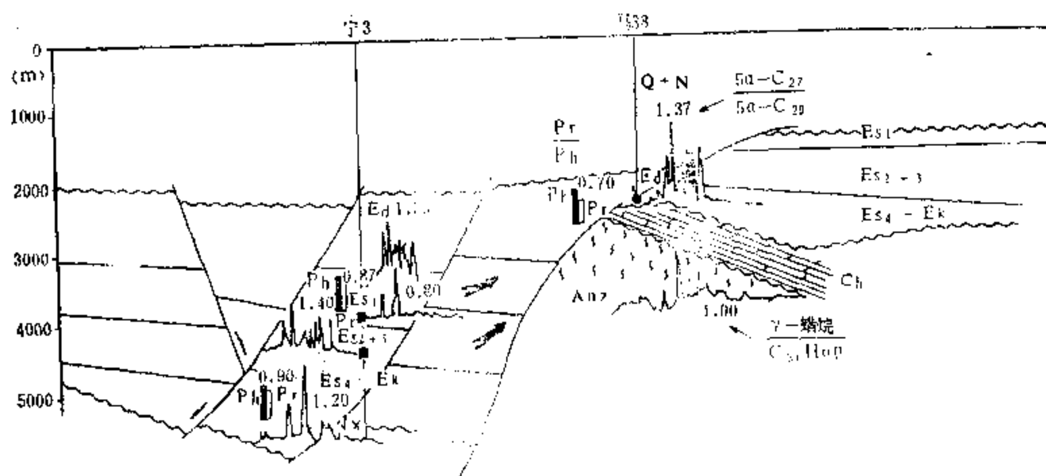


图 9-5 河间潜山高于庄组油藏油源对比剖面图

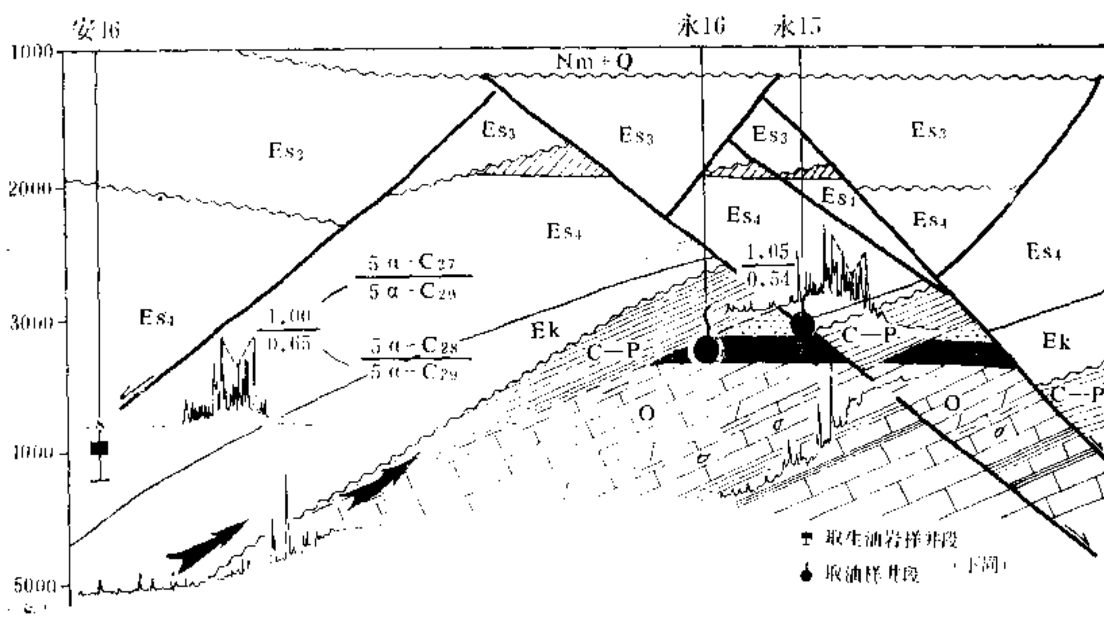


图 9-6 刘其营潜山奥陶系油藏油源对比剖面图

的压力为上覆地层静压力$P_{地}$，其数值为上覆层的厚度及其相对密度之积。

$$P_{地} = H \cdot (d-1) \tag{1}$$

式中 H——生油岩上覆地层厚度，米；

d——上覆地层的相对密度(平均值)。

而同深度潜山地层水所承受的压力$P_{流}$，由于上覆地层静压力传递到潜山面后，被刚性潜山块体所支撑，因此只是静水柱压力。

$$P_{流} = \frac{h\gamma}{10} \tag{2}$$

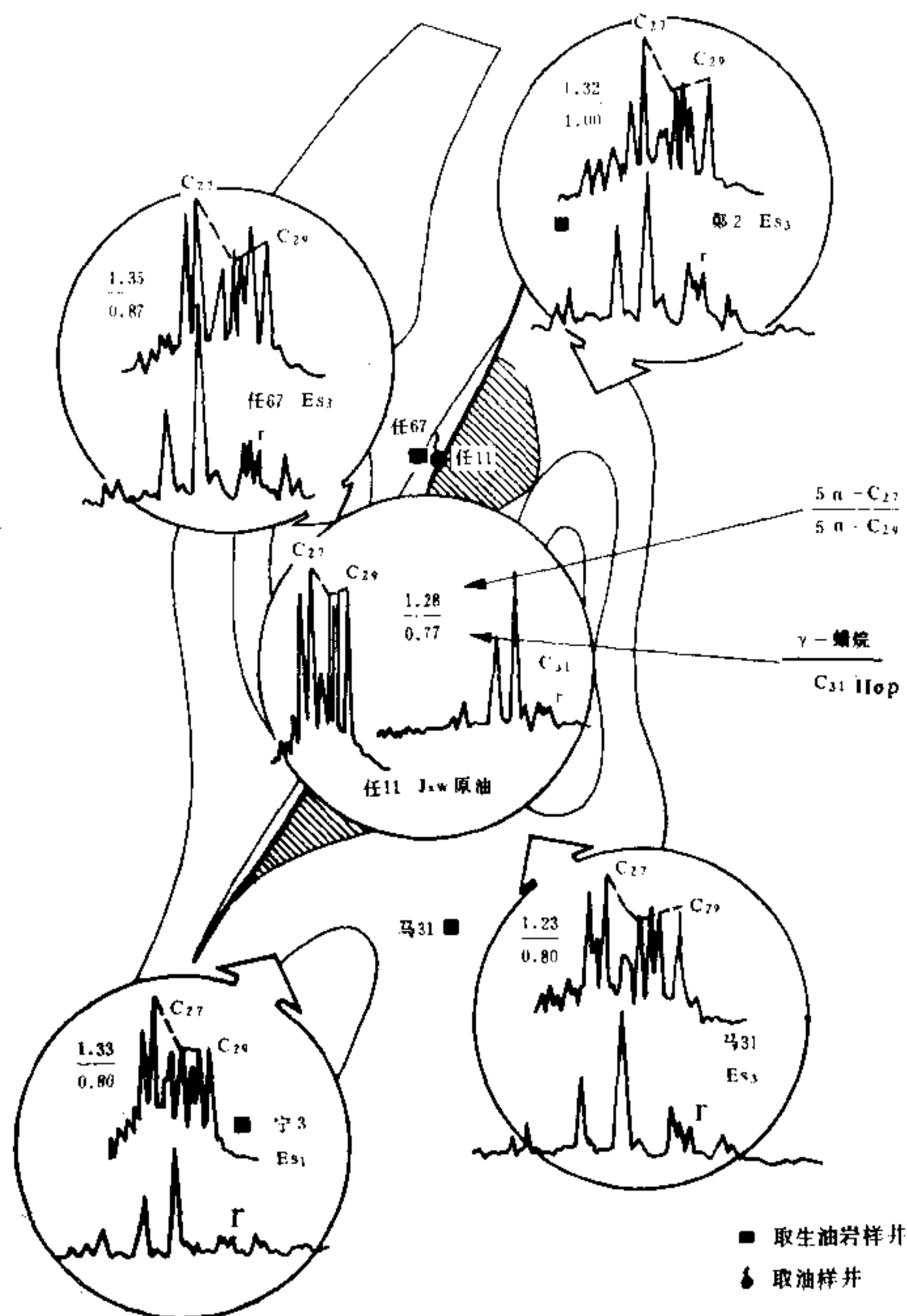


图 9-7 任丘油田雾迷山组油藏供油平面图

式中 h——潜山圈闭内流体所承受的水压头高度，米；

γ——地层内流体相对密度。

生油凹槽中生成烃类所承受的压力与潜山流体所承受的压力之差：

$$\Delta P = P_{地} - P_{流} = H(d-1) - \frac{h\gamma}{10} \quad (3)$$

从式(3)可粗略地看出，如果生油凹槽上覆地层的相对密度权衡平均值为2，则凹槽中烃类所承受的压力比潜山中水体所承受的压力要大一倍。在这样巨大的压力差作用下，

下第三系油源岩生成的烃，必然被驱使沿不整合面或断面，向压力低的潜山排替（图9-8）。

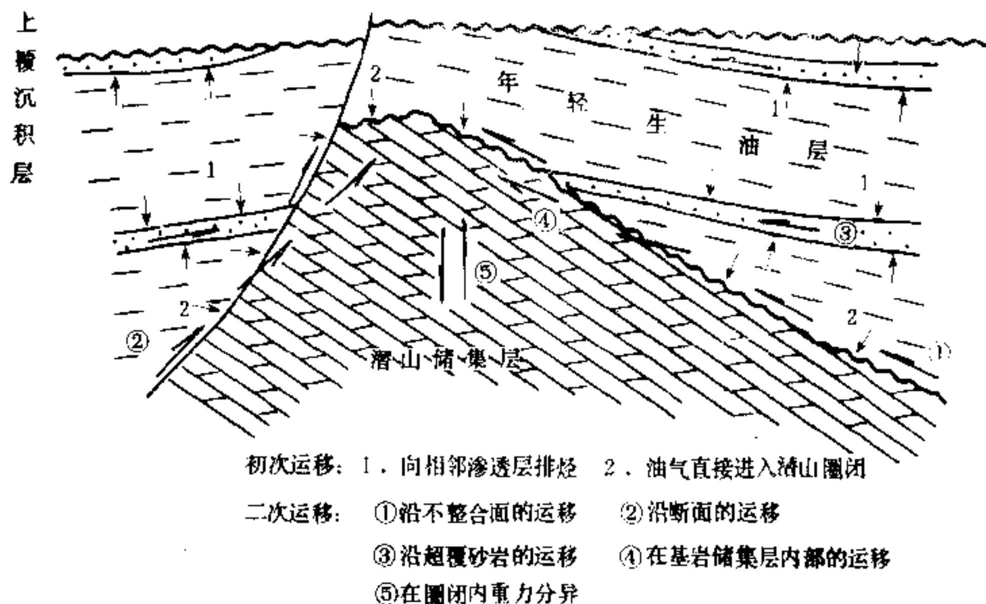


图 9-8　油气向潜山圈闭中运移示意图

实际上，生油岩所承受地层静压力和潜山内水体所承受水压头压力的计算，是很复杂的。上边所列公式只是在理想情况下的近似算法，现把公式列出来，为的是说明压力差产生的原理及表示出它的数量概念。

5.水动力交替滞缓区的潜山有利于油气聚集

如本书第七章中已叙述的那样，区内碳酸盐岩潜山水，具有统一的水动力系统。供水区分布在西侧的太行山，北端的燕山与南端的邢衡隆起。潜山地层水测压面海拔明显地反映出坳陷北、西、南三个方向高，东部凹陷带低（图7-3、图7-5)。因此，周边特别是西部凹陷带潜山，受地下水逶流带的影响，难于形成油气藏，而东部凹陷带潜山则往往能捕集油气，成为工业性油气藏。

6.生油凹陷中基岩面古地形高，是潜山油气藏集中分布区

按地层等厚图分析，东部凹陷带基岩面古地形高共有五个，自北而南有：风河营一东储，苏桥一别古庄，八里庄一任丘一雁翎，留路一肃宁，深南一深县（图9-9)。这些古地形高形成时间较早，在整个下第三系各层等厚图上均有不同程度的反映（图4-7、图4-9、图4-11），不过早期比较明显，晚期（Es_1—Ed）则由于断层切割，形态变得破碎。

这些基岩面古地形高，由于处于生油凹陷中（八里庄一任丘一雁翎）或处于生油凹陷之间（苏桥一别古庄），油源条件较好，加之后期（Ed—Es_1上）受北北东向断层切割，形成了若干个潜山圈闭，因而成为潜山油气藏集中分布的地区。

二、第三系油气藏形成条件

冀中坳陷第三系油气藏的形成条件，主要有以下五个方面。

1.圈闭形成早、油气运移晚

如前所述，冀中坳陷下第三系构造在中新世早期已基本定型。晚第三纪则以整体坳陷为主，断裂和褶曲活动均十分微弱（图4-11、图4-12)；而油气的大规模生成、运移主要在

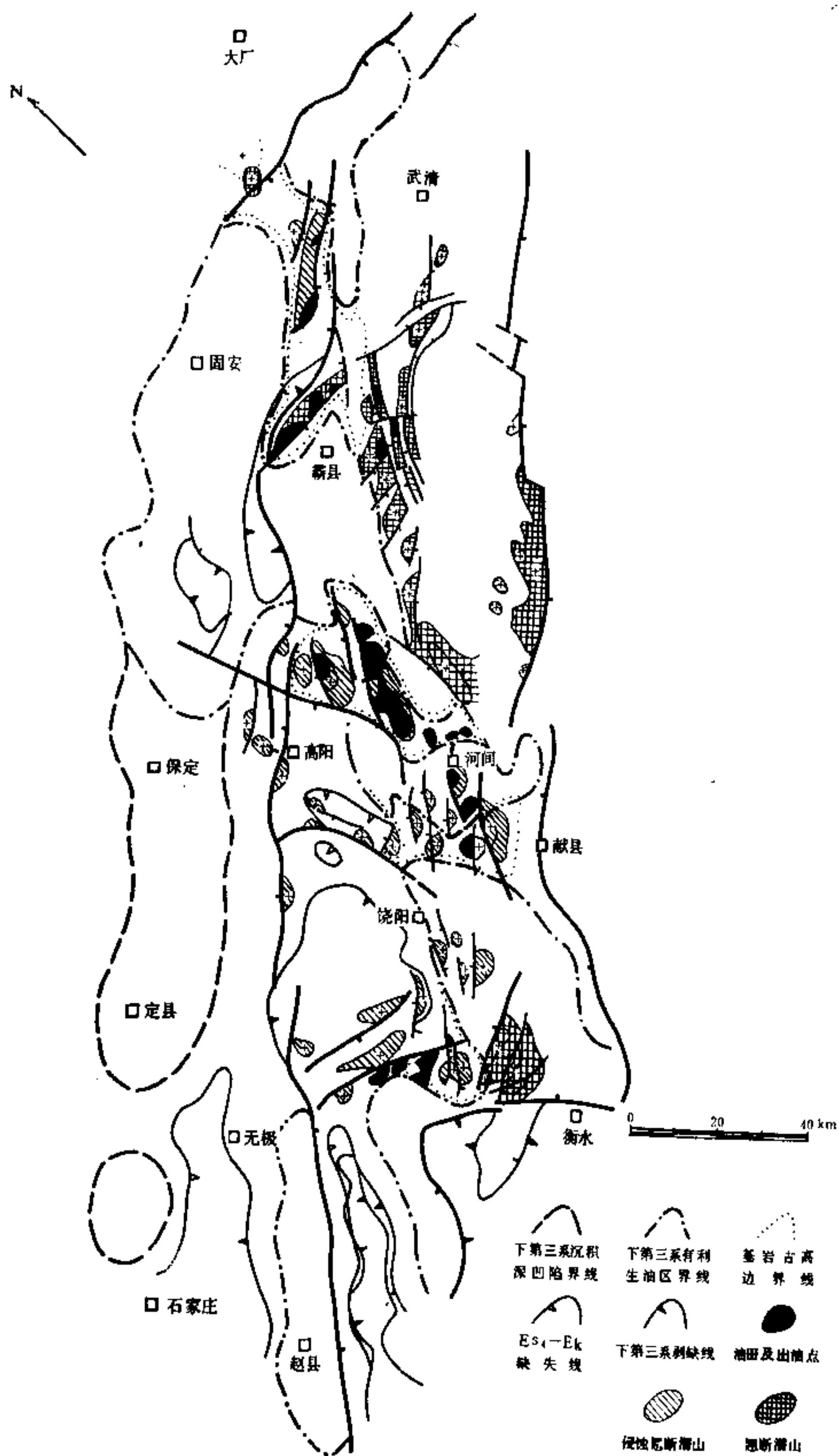


图 9-9 冀中坳陷基岩面古地形高与潜山油气田分布关系图

馆陶、明化镇期(表5-36、图5-45)，因此圈闭形成在先，油气运移在后，这乃是冀中坳陷第三系油藏形成的重要特点之一。

2.断裂作用是第三系油气藏形成的关键

断裂的作用反映在两个方面。一是断裂作用形成了圈闭，如前所述本区所有圈闭均与断层有关。二是断裂作用特别是晚期活动的断层，在东营组一沙一上段及上第三系中形成了大量的“下生上储”油气藏，其储量占第三系总储量的53%。东营组及沙一上段及上第三系本身是不具备生油条件的，其所以能够形成油气藏，是由于后期活动的断层，把沙三段及部分沙一段的油源岩和东营组、沙一上段及上第三系储集层联接起来，使之成为一个成油整体。根据油源对比分析，下生上储油气藏在区内的分布十分普遍。目前已被证实的主要有岔河集（图9-10)，大王庄（图9-11)。另外还有河间、薛庄、肃宁、深南东营组沙一上段油藏，及留北馆陶组油藏（图9-12)。

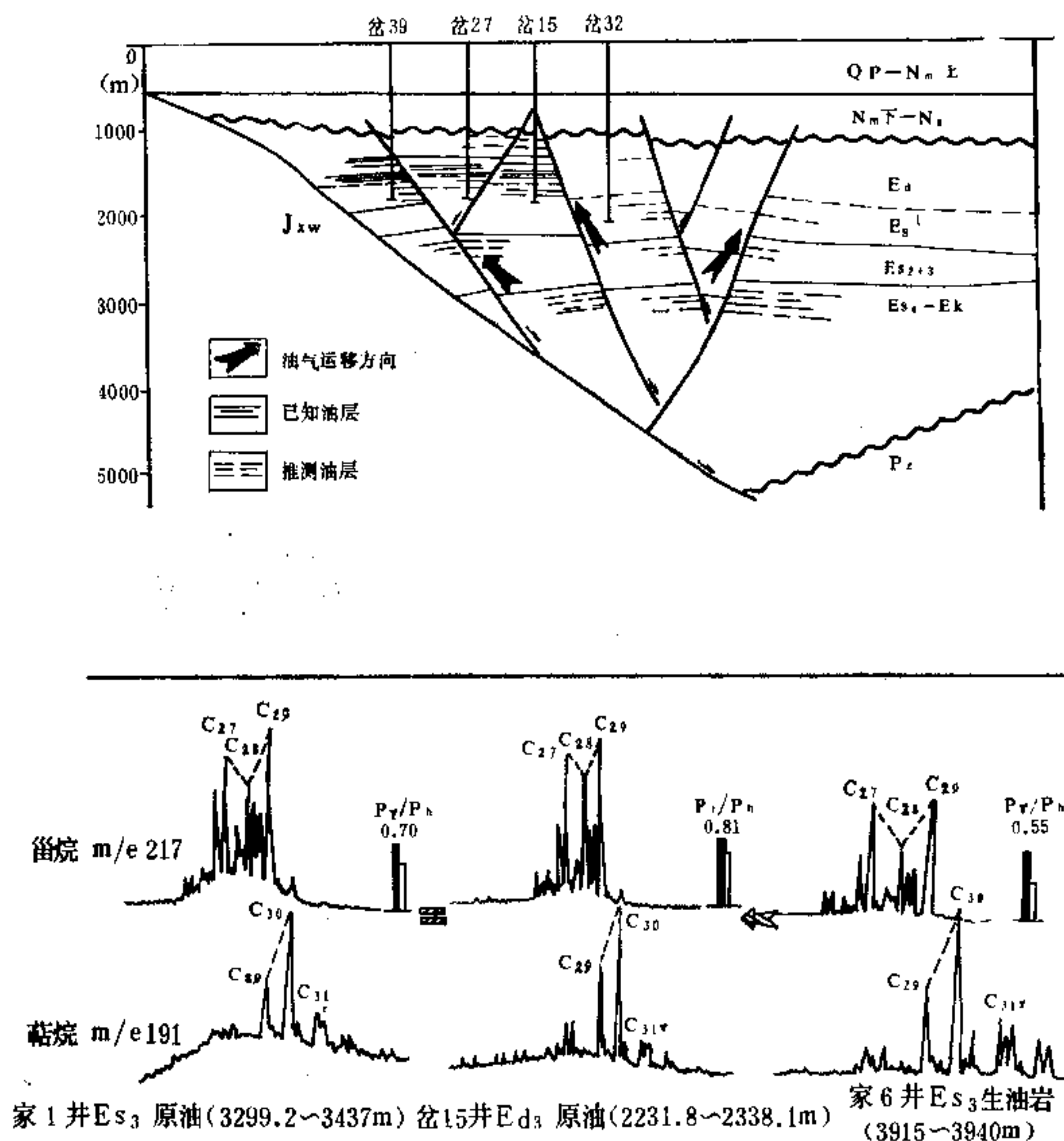


图 9-10　岔河集东营组、沙一上段油藏下生上储成油组合分析图

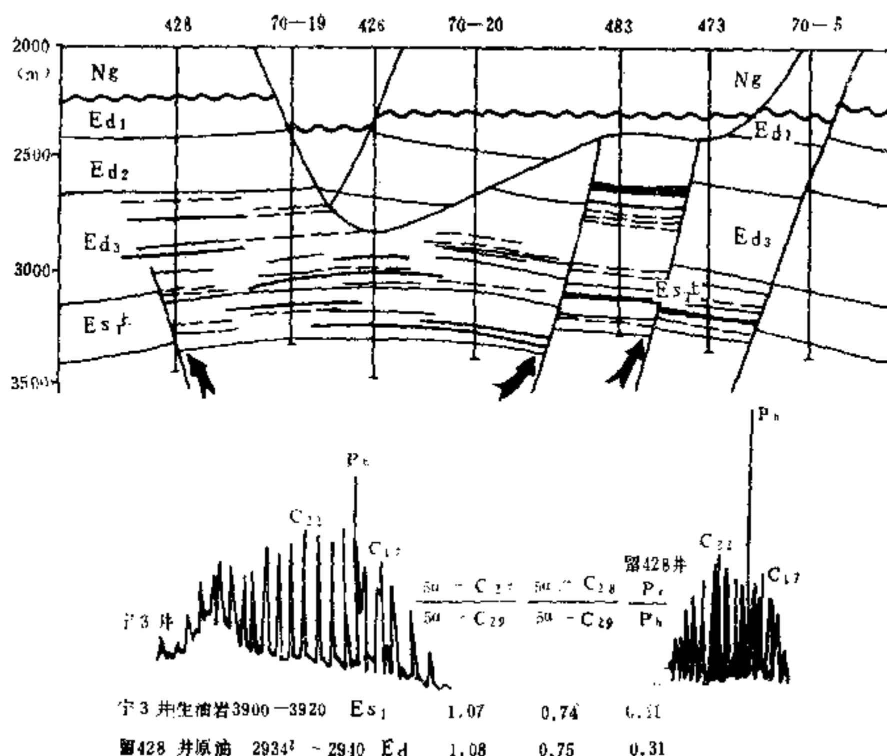


图 9-11 大王庄东营组沙一上段油藏下生上储成油组合分析图

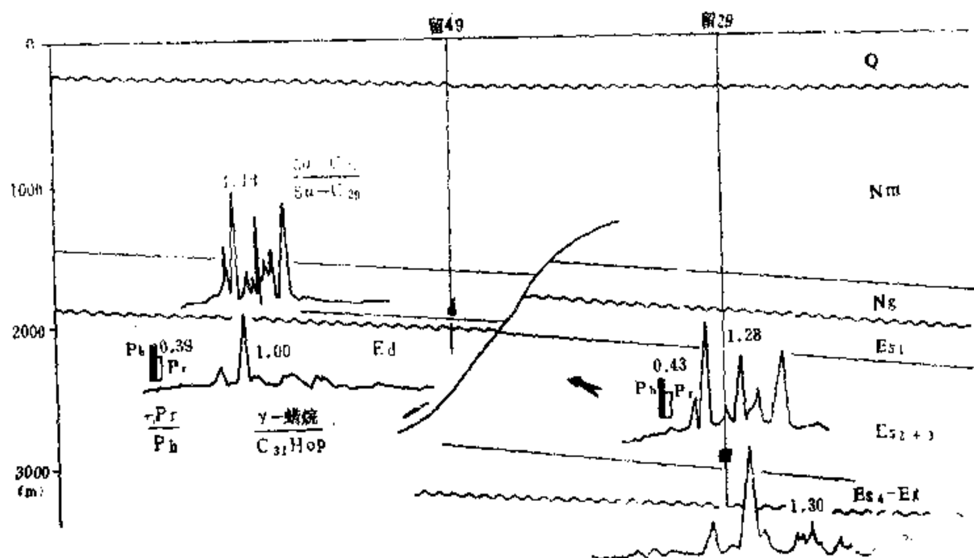


图 9-12 留北馆陶组油藏下生上储成油组合分析图

3. 水动力条件对第三系油藏的形成有一定影响

一般讲区内下第三系由于岩性变化很大，多数地区和层段地下水活动微弱，水动力对第三系油气藏形成的作用并不明显。但对具有厚层砂岩的上第三系及下第三系砂岩发育区来讲，水动力对油气藏的形成有重要作用，廊固凹陷就是一个明显的例子。凹陷中心偏在西北侧沿大兴—桐柏镇大断层下降盘展布，东南翼为牛北斜坡。有效生油层主要为沙三下

段、沙四段及孔店组。由于大兴凸起潜山水补给下第三系，使下第三系水在大断层附近矿化度变低，为3000～4000毫克/升，向东南牛北斜坡方向递增至10000毫克/升以上；Na/Cl比值亦由大变小，水化学明显分区；水型由$NaHCO_3$过渡为$CaCl_2$(表9-1)。这些变化趋势说明，廊固凹陷牛北斜坡沙河街组现今水是自西北生油中心流向东南牛北斜坡（图9-13)，与古水流方向（图7-7）是一致的。在水动力的影响下，凹陷中的油气运移主要指向东南。这一观点从凹陷内原油及天然气的物理性质在平面上的变化也得到了证明，自凹陷中心向东南原油比重、粘度、胶质加沥青质均增大，而天然气相对密度、重烃含量减小，甲烷含量增加，详见表9-2A、B、C。已发现的油气藏主要分布于凹陷东南翼，如别古庄、永清、中岔口、柳泉等油气藏（图9-13)。当然这并不排除在靠近大兴大断层附近水动力相对微弱的圈闭中特别是岩性圈闭，如砂岩及砂砾岩透镜体内找到油气藏的可能性。

表 9-1 廊固凹陷沙三中段水化学分区表

依据 / 水化学分区	代号	矿化度 (mg/L)	离子含量 (当量%)	Na/Cl	苏林水型
HCO_3—Na水区	Ⅳ	<3000	HCO_3 >30 Na >30	>6	$NaHCO_3$
HCO_3·Cl—Na 水区	Ⅲ	3000～5000	HCO_3 20～30 Cl 10～30 Na >30	3～6	$NaHCO_3$
Cl·HCO_3—Na 水区	Ⅱ	5000～10000	Cl 20～40 HCO_3 10～30 Na >30	1～3	$NaHCO_3$
Cl—Na 水区	Ⅰ	>10000	Cl >30 Na >30	<1	$CaCl_2$

表 9-2A 廊固凹陷沙三段原油性质变化数据表

代表井 / 项目	固 2	泉 5	安 46
相对密度	0.8501	0.8661	0.8809
粘度(mPa·S)	4	6.7	33
胶质+沥青质(%)	3.48	9.79	28
方向	北西←———————————→南东		

4.深层泄水区往往形成上第三系次生油气藏

冀中坳陷深层泄水区，有资料证实的目前有潜山水泄水区如南马庄、留路地区（图7-3)，潜山水自下而上由“排水窗”（如留路）和断层（如南马庄）排泄过程中，在潜山及下第三系内油气也可以被水携带进入浅层圈闭，形成了如留路等上第三系次生油藏。

表 9-2B 廊固凹陷沙四段原油性质变化数据表

项目＼代表井	安 11	京 18	京 9
相对密度	0.8171	0.8316	0.9058
粘度(mPa·S)	2.42	5.45	44.46
胶质+沥青质(%)	5.9	8.83	25.91
方向	北西←		→南东

表 9-2C 廊固凹陷沙三段天然气性质变化数据表

项目＼代表井	泉63	泉29	泉51	安45
相对密度	0.8486	0.7550	0.6139	0.5854
甲烷(%)	76.12	79.63	91.28	95.33
重烃(%)	23.17	17.6	8.6	1.76
方向	北西←			→南东

表 9-3 冀中坳陷留路地区水化学性质纵向对比表

井号＼项目	井段 (m)	层位	矿化度 (mg/L)	地温梯度 °C/100m
新留 1	1627.4～1644.2	Ng	6700	5.1
新留 202	1625～1627.8	Ng	6200	
新留 5	2236.2～2490.71	Jxw	7400	4.06
留 13	2157.87～2166.12	Jxw	7600	

井号＼项目	离子含量(当量%)						Na/Cl	水型
	$K^+ + Na^+$	Mg^{++}	Ca^{++}	Cl^-	$SO_4^=$	HCO_3^-		
新留 1	45.2	1.4	3.5	44.3	1.4	4.3	1.02	Cl—Na
新留 202	46.8	1.1	2.1	46.3	0.8	2.9	1.01	Cl—Na
新留 5	44.7	1.2	4.1	44	2.5	3.5	1.02	Cl—Na
留 13	44.7	0.8	4.5	44.4	2.6	3.0	1.01	Cl—Na

留路潜山顶部雾迷山组直接被上第三系馆陶组覆盖。新留5井雾迷山组于2236.2～2490.71米井段产水，新留1井在馆陶组于1627.4～1644.2米井段油水同出。两口井的产水层位截然不同，深度相差600米但地层水性质十分相似（表9-3）。一般馆陶组水矿化度

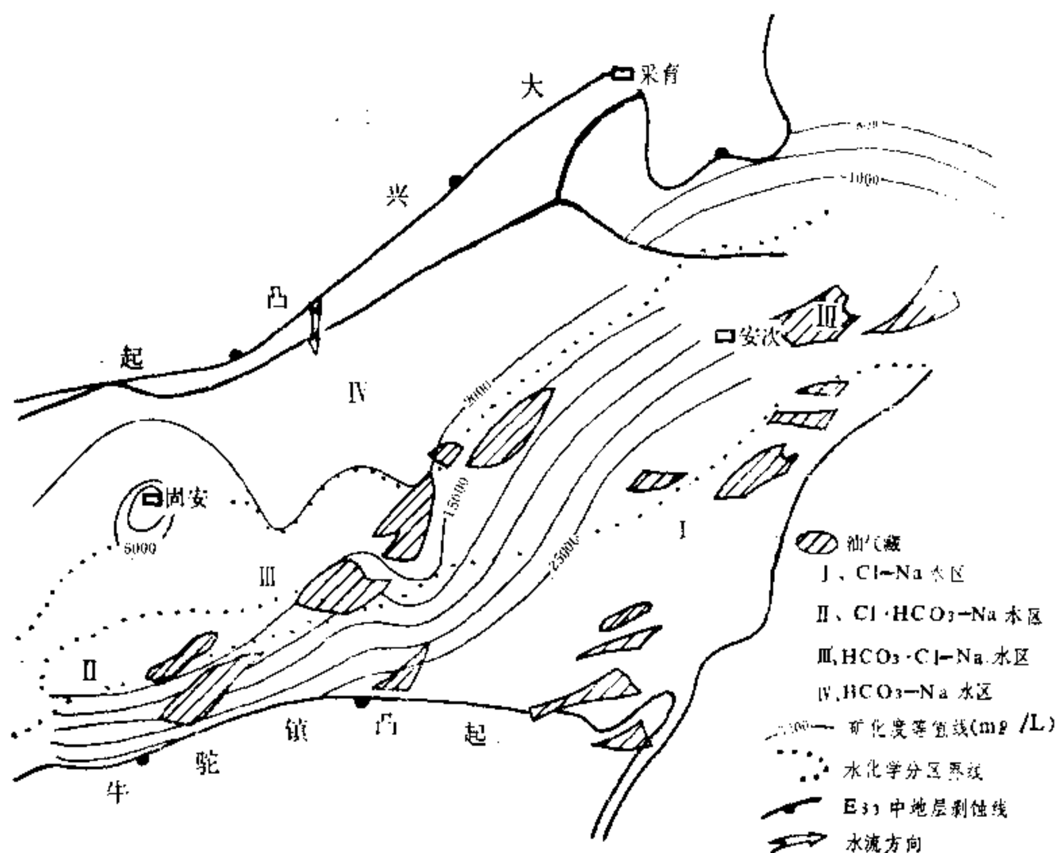


图 9-13 廊固凹陷沙三中段水化学类型分区与油藏分布关系图

小于2000毫克/升，类型以$HCO_3 \cdot Cl—Na$或多种离子水为主。而新留1井馆陶组水矿化度竟达6700毫克/升，水型为单一的Cl—Na型水，与新留5井雾迷山组潜山水完全一致，由此证明留路馆陶组油藏的形成与潜山水向上排泄是密切相关的。

第三节 油气藏分布

油气藏的分布是和一个含油气盆地的构造发育史、沉积发育史和有机质热演化史紧密联系的，因此不同的含油气盆地油气藏有不同的分布特点和规律。从冀中坳陷油气藏的分布来看，主要有以下几个特点。

一、有多套成油组合

如前所述，在冀中坳陷特定的地质条件下有多种生储组合。除了“新生古储”之外，在第三系中还有自生自储成油组合，如高家堡沙三段油藏；“下生上储”成油组合，如大王庄东营组、沙一上段油藏；“上生下储”成油组合，如刘李庄孔店组砾岩油藏。在古生界中，还有“古生古储”成油组合，如文23、苏20二叠系凝析气藏等等。

“下生上储”、“新生古储”成油组合，使油气藏分布无论在剖面上或平面上均大为扩展。在剖面上，区内目前证实的主要生油组段仅有沙四段—孔店组、沙三段及沙一下段等

三个组段，但油气藏分布的组段却有31个(表9-4)。在平面上远离生油层分布区如信安镇潜山、牛驼镇凸起等，均发现了富集程度不等的油气藏。

表 9-4 冀中坳陷含油层位表

含油层系	含油层组	含油层段	代表油藏	含油层系	含油层组	含油层段	代表油藏
上第三系		明上段	河 1	二叠系	上石盒子		苏 20
	明化镇组	明下段	留北	奥陶系	峰峰组		何庄
	馆陶组		留北、留西		上马家沟		任北
下第三系	东营组	东一段	留 39		下马家沟		任北
		东二段	岔河集		亮甲山		任北
		东三段	岔河集		冶里组		任北
	沙河街组	沙一上段	岔河集	寒武系	张夏组		南孟
		沙一下段	留 84		毛庄+馒头		南孟
		沙二段	文 20		府君山		南孟
		沙三上段	琥珀营	蓟县系	雾迷山组	雾四段	雁翎
		沙三中段	柳泉			雾三段	任丘
		沙三下段	中岔口			雾二段	任丘
		沙四上段	别古庄			雾一段	任丘
		沙四下段	京27井	长城系	高于庄组	高三段	河间
	孔店组		刘李庄		常州沟组		河间油田马65、62井
				太古界	变质岩		马 12

二、复式油气藏是冀中坳陷油气聚集的基本特征

复式油气藏是由多含油气层系、多油气藏类型、多储集岩类组成的油气藏组合。一个复式油气藏从属于一个断裂构造带或地层、岩相变化带。它可以有多种油气源，如苏桥复式油气藏，已证实有下第三系油气源也有石炭-二叠系油气源；有多种成油方式，如前所述已证实的有“新生古储”、“自生自储”、“下生上储”和“上生下储”；有多种运移途径，如不整合面、断层面及渗透层等。一个复式油气藏往往由一个主油气藏和若干其他类型油气藏组成，如任丘复式油气藏组合是以潜山头块状油藏为主体组成，包括山坡山腹及披复背斜、断块、地层及岩性油气藏（图9-19）。复式油气藏的空间组合特点是不同层系、不同类型油气藏在纵向上上下叠置，在平面上迭瓦排列，彼此相连成片。

复式油气藏的形成是与本区的沉积和构造特征密切联系的。

从沉积方面讲，沉积单元小、相带窄、岩相变化大。本区有11个凹陷，在下第三系沉积时，各成为一个独立的沉积单元，在各凹陷的四周由于河流的作用形成大量的各种类型砂体，与生油岩间互成层。加上水体进退，湖岸线变迁，更使生、储油岩在剖面上及平面上均频繁交叉，尖灭，从而形成大量彼此分隔的多种类型生储盖组合。

从构造方面讲，主要是断裂活动，由于多期块断活动，使不同序次、不同时期、不同方向的断层叠加在一起，断层线纵横交切密如蛛网，使本来就比较小的圈闭及储集体进一步被切割为许多断块，或“垒堑”间互或“阶梯”相连，使断层、不整合面、生油岩、储集岩等，穿插交织组成一个个既有成因联系又各成系统的地下油气聚集体。这就是冀中坳陷复式油气藏形成的地质基础。

三、油源区控制油气藏分布

油源区控制油气藏分布，这是中国陆相沉积盆地中油气分布的基本规律。具体到冀中

坳陷表现更为明显，原因是冀中坳陷基岩块体掀倾活动强烈，沉积单元小、相带窄、分隔性强。作为形成油气藏的地质单元——生油凹槽范围则更小。油源对比研究表明，油气多为短距离运移，油源区控制油气分布主要反映在三个方面：

1.油气藏分布在生油凹陷及其毗邻地区

下第三系生油条件差的凹陷没有发现油气藏，如西部凹陷带中的徐水、保定及石家庄凹陷，虽经多年勘探，先后钻井多口，但至今尚未发现一个与第三系油源有关的确切油气显示。目前发现的油气藏都集中分布在下第三系生油条件好的东部各凹陷。

多数油气藏则分布在每平方公里总生油量大于50万吨的范围内（图9-15～图9-18）。表现出离生油中心区越远，油气富集程度越低，如位于饶阳凹陷中部的八里庄潜山带，为一个由凹陷中心向边缘延伸的北西走向的潜山带，由四个山头组成，由西向东为八里庄西、薛庄、八里庄及八里庄东潜山。这四个潜山在生油凹陷中的位置依次是，八里庄西位于每平方公里总生油量600万吨等值线区，薛庄、八里庄位于每平方公里总生油量50～200万吨等值线区，八里庄东则位于每平方公里总生油量小于50万吨等值线区（图9-14），钻探实践表明其含油程度自西向东变差。从含油面积与圈闭面积之比率来看，西部八里庄西潜山为45％，靠东部的八里庄潜山为30％，而最东端的八里庄东潜山则无油（图9-14）。

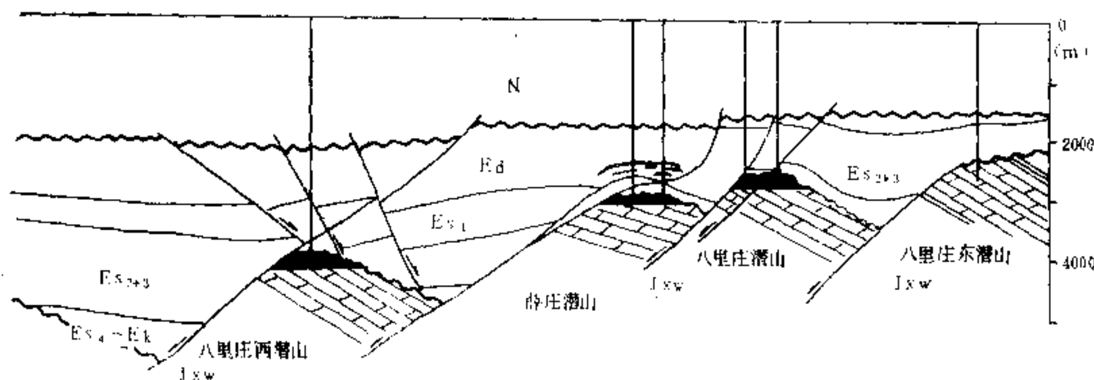


图 9-14　八里庄西—薛庄—八里庄东油藏剖面图

2.油源丰富的生油凹陷，油气田数量多

本区目前证实的下第三系生油凹陷有六个，各凹陷的生油层系及成熟生油岩厚度有较大差别，大体上可分为两类，第一是先凹后抬的生油凹陷，其特点是生油层位少，埋藏浅，成熟生油岩体积小，油气资源少，如晋县凹陷生油层仅有沙四段孔店组，廊固凹陷除了沙四段孔店组外还有沙三段下部。第二类是早第三纪继承性生油凹陷，其特点是生油层埋藏深，成熟生油岩体积大，油气资源量多，如霸县、饶阳、深县及束鹿凹陷。目前冀中坳陷发现的32个油气田，有24个位于继承性生油凹陷中，其所拥有的石油地质储量占总储量的94％，而在先凹后抬的凹陷中已探明储量仅占总储量的6％。

3.油气藏围饶着生油凹槽呈环带状分布

如前所述生油凹陷控制油气藏分布，而生油凹陷的生油中心——生油凹槽的周边分布的油气藏最多，并多呈环带状分布，因为生油凹槽与凹陷沉积中心一般是吻合的。地层埋藏深，成熟生油岩厚度大，也是单位面积生油量、排烃量的高值区，再加上生油凹槽及

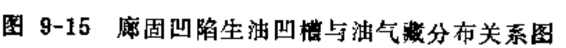


图 9-15 廊固凹陷生油凹槽与油气藏分布关系图

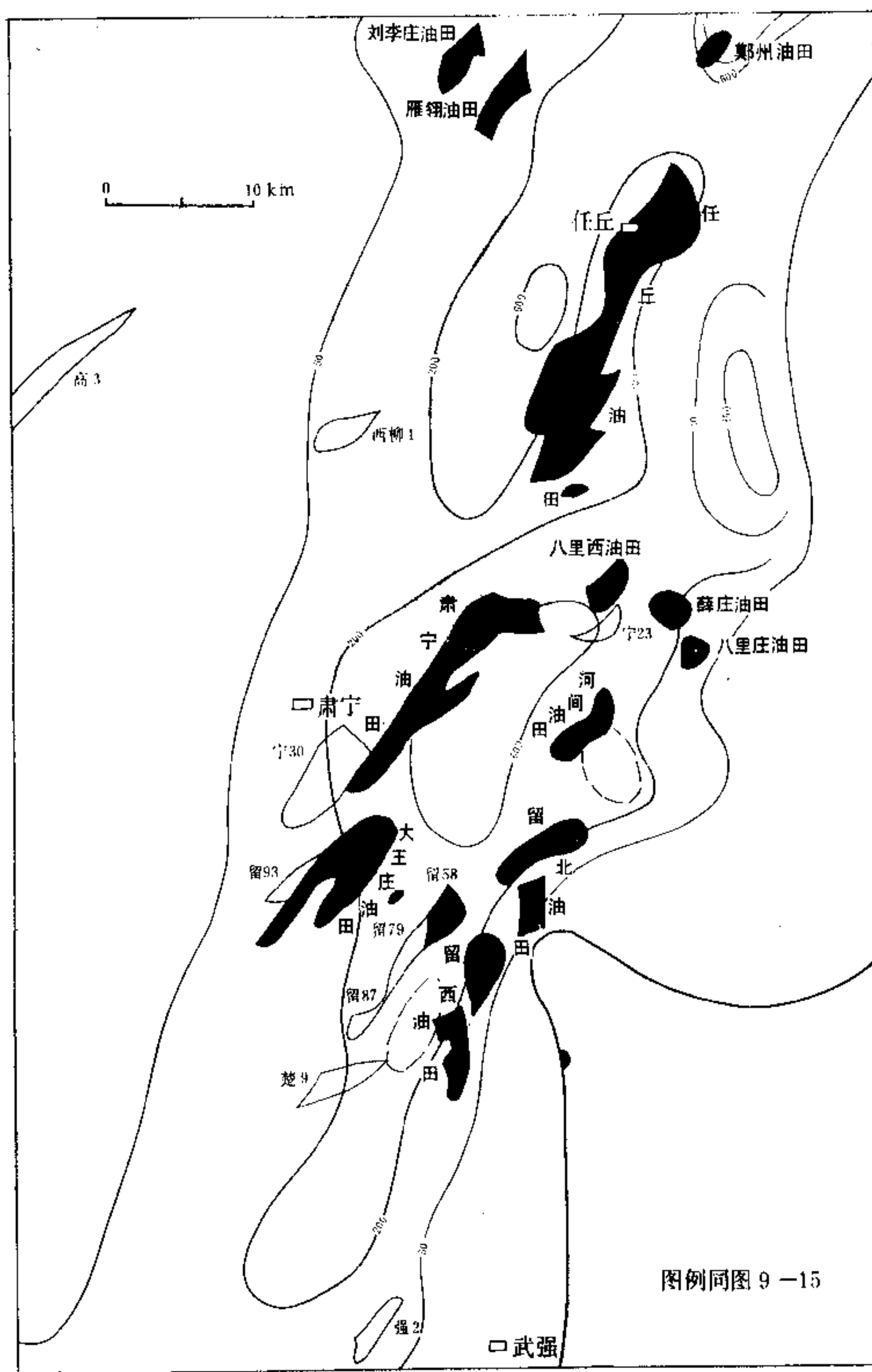


图 9-16 饶阳凹陷生油凹槽与油气藏分布关系图

其周边往往是多种类型圈闭发育区，因而在生油凹槽周边能够形成大量的油气藏。

油气藏围绕着生油凹槽呈环带状分布，在目前几个勘探程度较高的凹陷中十分明显，如廊固凹陷的油气田，基本上是环绕廊坊凹槽分布的（图9-15），而饶阳凹陷的油气田也分布于河间西生油凹槽的四周（图9-16）。深县—束鹿凹陷虽勘探程度较低，但油气藏环绕生油凹槽分布的趋势也是很明显的（图9-17）。

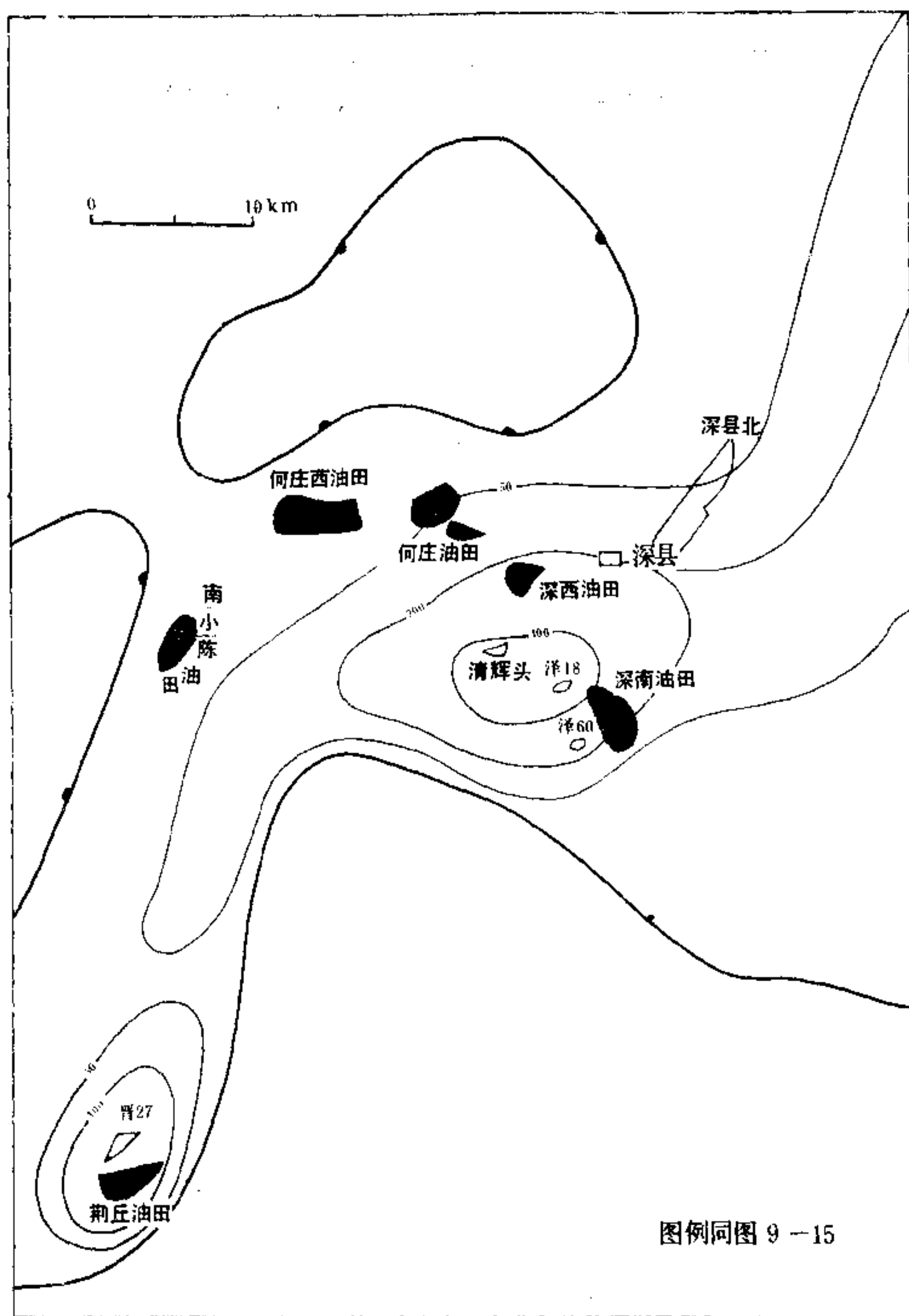


图 9-17　深县—束鹿凹陷生油凹槽与油气藏分布关系图

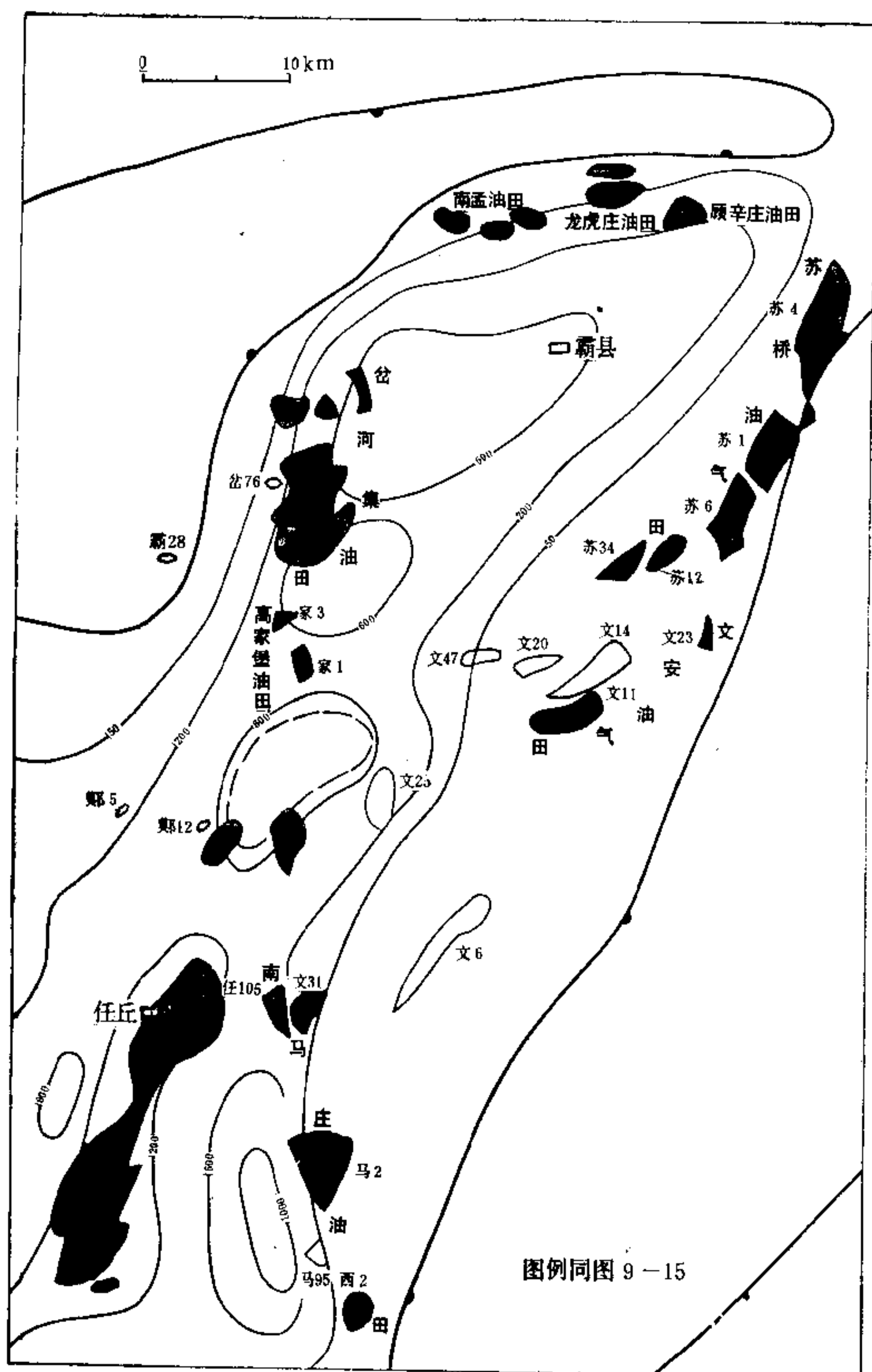
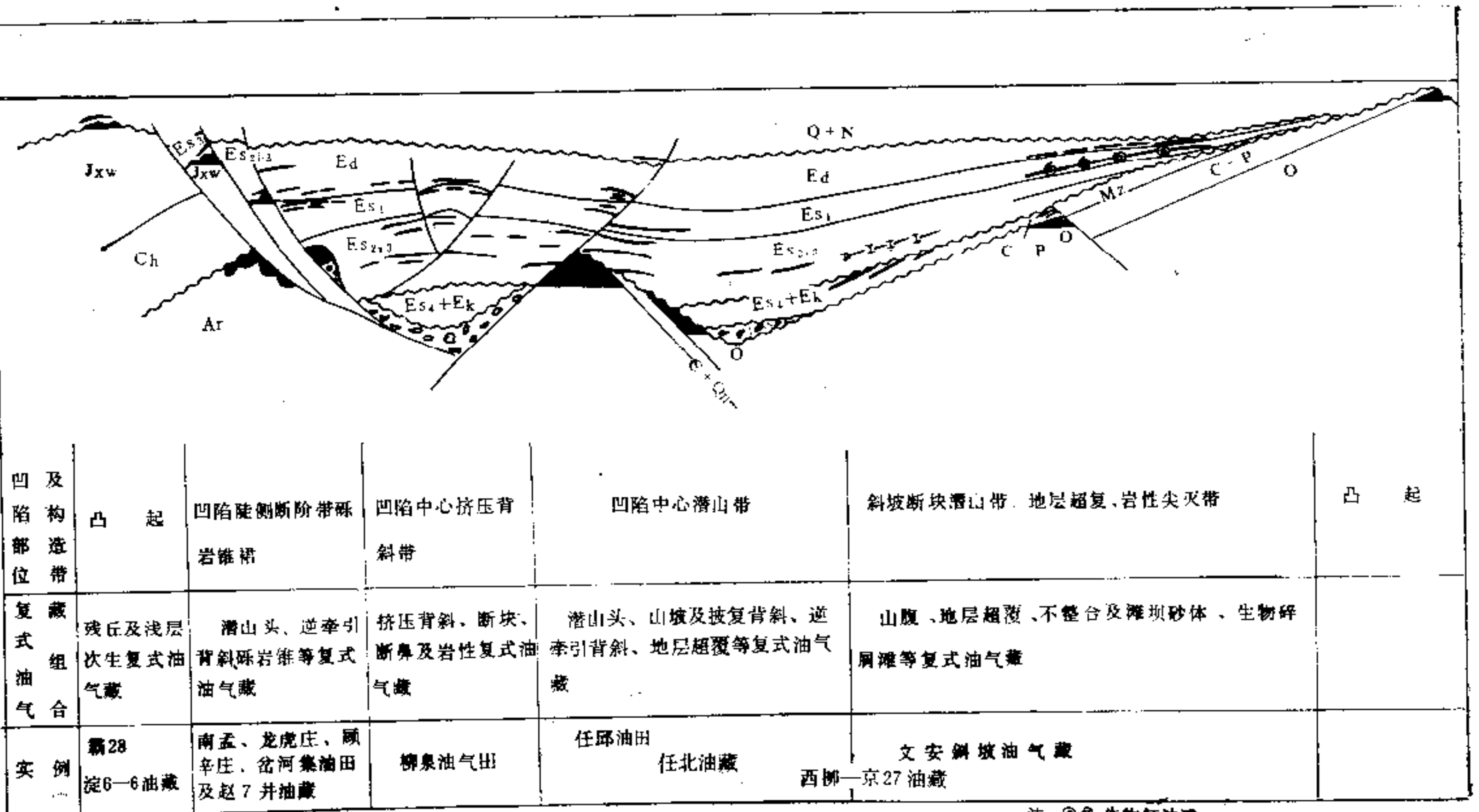


图 9-18　霸县凹陷生油凹槽与油气藏分布关系图



凹陷部位及构造带	凸起	凹陷陡侧断阶带砾岩锥裙	凹陷中心挤压背斜带	凹陷中心潜山带	斜坡断块潜山带、地层超复、岩性尖灭带	凸起
复式油气藏组合	残丘及浅层次生复式油气藏	潜山头、逆牵引背斜砾岩锥等复式油气藏	挤压背斜、断块、断鼻及岩性复式油气藏	潜山头、山坡及披复背斜、逆牵引背斜、地层超覆等复式油气藏	山腹、地层超覆、不整合及滩坝砂体、生物碎屑滩等复式油气藏	
实例	霸28 淀6—6油藏	南孟、龙虎庄、顾辛庄、岔河集油田及赵7井油藏	柳泉油气田	任邱油田 任北油藏	文安斜坡油气藏 西柳—京27油藏	

注：⑥⑥ 生物鲕沙滩

I I 碳酸盐岩凸镜体

图 9-19 冀中坳陷单断凹陷油气藏组合模式图

油气藏围绕生油凹槽分布，并不仅限于组成一个简单的环，从现有资料来看还有两种情况，一是在油源充足的情况下也可组成多环状，如霸县生油凹槽，从目前已有油气藏的分布特点来看，有构成双环的趋势；一个是内环，由顾辛庄—岔河集—高家堡及文47—20—文34等油藏组成，一个是外环，由龙虎庄—南孟—霸28及文11—文23—苏桥—信安镇组成（图9-18）。二是在生油凹槽较多的凹陷中，一个油气藏可以由几个生油凹槽供油，例如饶阳凹陷的任丘潜山油藏，由马西、任西、鄚西、及河间西等四个生油凹槽从四面供油。

四、生油凹陷的不同部位分布有不同类型的油气藏组合

如前所述，单断凹陷的不同构造部位其沉积构造发育特点是有差别的，因此形成不同部位分布有不同的油气藏组合（图9-19）。在单断凹陷的陡翼，则往往分布翘断潜山及第三系披覆油气藏和逆牵引背斜油气藏组合。前者如南孟—龙虎庄—顾辛庄潜山及沙四段披覆油气藏组合，后者如岔河集油气藏组合（图9-19左段）。在凹陷中心则有中央翘断侵蚀潜山油气藏及与之伴生的下降盘逆牵引背斜、潜山顶部的披覆油气藏和潜山缓坡的地层超覆、岩性油气藏组合（图9-19中段）。在单断凹陷斜坡则分布有翘断潜山（如苏桥），地层不整合（如京27），地层超覆（如马97），生物灰岩、白云岩（如西柳）及透镜体砂岩（如中岔口等）油气藏（图9-19右段）。

第十章　油气田地质各论

截至1984年底，冀中坳陷已发现油气田32个，潜山与第三系各16个。其中已开发油气田24个（表10-1）。

本章分两大部分，第一部分叙述潜山碳酸盐岩油气田，第二部分叙述第三系砂岩油气田。首先介绍任丘油田，然后按自北而南的次序，分别叙述。第三系与潜山复合油气田则列入潜山油气田一节中叙述。

每个油气田的叙述内容，主要包括概况、构造位置及圈闭、储集层、油藏类型、流体性质和开发简况等五个部分。

第一节　潜山碳酸盐岩油气田

I、任丘油田

任丘油田位于河北省任丘县城关镇到河间太平庄一带（图9-16）。从1975年7月发现到1984年底共计完钻井213口，其中生产井171口，注水井28口，观察井14口。累计采油9408万吨。

任丘油田位于饶阳凹陷北部中央潜山带—任丘潜山带的中南段上。潜山脊走向北北东，南北长30公里，东西宽7公里。圈闭面积183平方公里。闭合度1905米。潜山两侧不对称，西北侧由于被任西主断层切割形成断崖，坡度角大，为60～70°，东南侧为侵蚀缓坡，坡度角20～25°。潜山顶部浑圆，沿西侧主断棱延伸。潜山四周被生油凹槽环绕，东为马西凹槽，西北为鄚西—任南凹槽，南为河间西凹槽。

潜山内幕构造为一西翼被断层切割的半背斜，由南西向北东倾伏，构造最高部位在任19井区，地层为雾Ⅰ段。东北翼地层依次为青白口系及下古生界（图5-6）。

全油田包括雾迷山组、府君山组和奥陶系三个油藏，现分述于后。

一、雾迷山组油藏

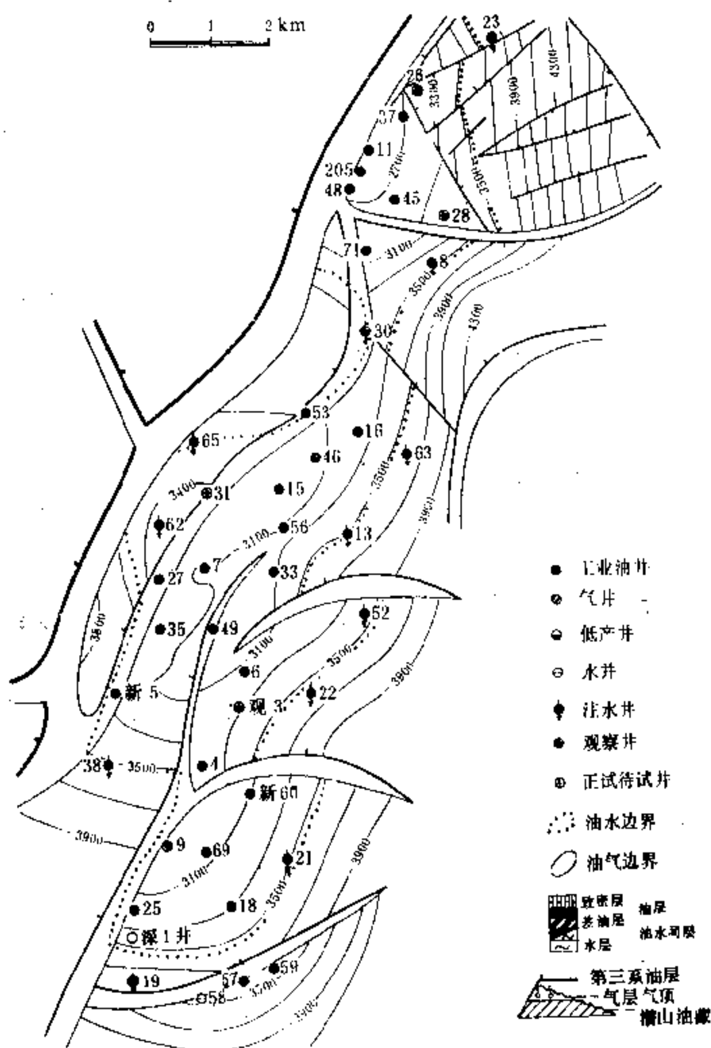
1.概况

1975年7月任4井于雾迷山组获高产油流后发现了这个油藏，同年9月投入开发，1976年12月在油田北部边外任23井开始注水补充能量。已在15口井不同油组段钻井取芯，除雾一、三、四油组外，其它油组都取到岩芯，取芯进尺645.63米，岩芯总长325.662米，收获率50.44%，并对岩芯进行了系统的分析化验（表10-2）。到1984年底，共完井172口，其中生产井139口。

2.构造位置及圈闭

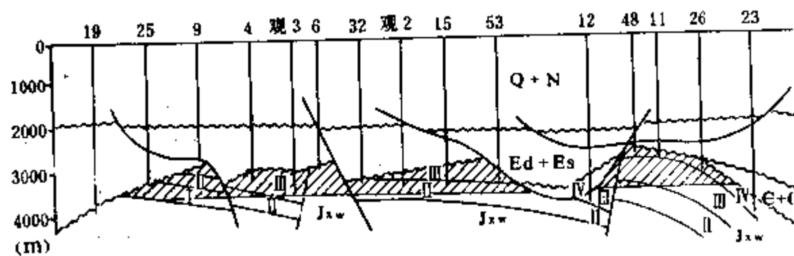
任丘油田雾迷山组油藏位于任丘潜山带的南部，由于被四条近东西向断层切割，形成高低不同的五个山头。其中以任7井山头最大，面积为67平方公里；以任11井山头闭合度最大，达1905米，详见表10-3、图10-1。

雾迷山组顶构造图



注：本章各油田综合成果图图例同此图例，不再分别标出

任 19 — 任 23 井 油 藏 剖 面 图



油层综合柱状图

三侧向	层位 系	组	段	比例尺(m)	剖面	自然伽马
	青白口系			0		
	蓟县系	雾迷山组	Ⅳ（一—五油组）	400		
			Ⅲ（二—六油组）	800 1200		
			Ⅱ（七—九油组）	1600 2000		
			Ⅰ（十油组）			

图 10-1 任丘油田雾迷山组油藏综合成果图

表 10-1 冀中坳陷油

序号	油田	发现时间	发现井号	含油层位	含油特点：原始油水界面 (m)	含油特点：原始油气界面 (m)	含油特点：油柱高 (m)	储集层特：岩性	油层中部深度 (m)	油层平均有效厚度 (m)	原始地层压力 ×10⁻¹ (MPa)	饱和压力 ×10⁻¹ (MPa)
1	任丘	1975.7	任4井	J_{xw}	3510		915.0	白云岩	3250	272	325	13.2
		1976.9	任10井	$\in_1f$	3510			白云岩	3227	30	314	12.3
		1978.10	任76井	O	4100			石灰岩 白云岩	3444	32.2	331	60.8
2	永-清	1978.12	永7井	O	永22 3240 永9 3100	3190 3000	350 220	石灰岩 白云岩	2040.5	12.0	201	78
3	龙虎庄	1977.4	鄚22 鄚30	O	南中山头 2275 北山头 2220		325 80	灰质白云岩	2121	91	216	8.8
		1977.5	鄚24井	$\in_1f$				白云岩	2504	50	250	
4	南孟	1976.10	鄚10井	$\in_1f$	1920			灰质白云岩	1841.6	42	180	7.4
		1977.4	鄚18井	$\in_1m$	1920			泥岩夹薄层石灰岩	1881.7	5	186	11.8
		1977.3	鄚12井	O	2190			灰质白云岩	2036.0	49.3	195	7.8
		1977.4	鄚7井	Es_4				砂岩	1737.9	22.7	171	14.7
5	顾辛庄②	1979.5	鄚21井	O	3484	3421	(气顶高) 216 63	白云岩 石灰岩		15.8		
6	苏桥② 苏1井潜山	1982.11	苏1井	O	4320	4206	气 406 油 151	石灰岩 白云岩		17.0		
	苏桥② 苏4井潜山			O	5028	4954	气 504 油 74	石灰岩 白云岩		24.3		
	苏桥② 苏6井潜山		苏6井	O	4400	4012	气 191 油 388	石灰岩 白云岩		48.5		
7	鄚州	1978.6	鄚2井	Jxw	4410		442	白云岩	4189	128.9	410	21.6

气田基础数据表①

征				开发简况						
压力系数	油层温度(°C)	油气比(m^3/t)	油气藏类型	开发时间(年·月)	总井数(口)	生产井(口)	注水井(口)	注水时间及方式	井网类型	井距与排距(m)
1.02	120	4.4	山头块状	1976.4	172	139	15	1976.12 边缘底部	三角形	460
1.03	124	5	山腹层状	1977.6	12	8	3	1979.4 边部	三角形	960
1.05	112	37.1	山坡块状	1978.10	45	24	10	1979.4 内部面积	三角形	600
1.01	69	48	山腹块状	1979.2						
1.01	82	2.6	山头块状	1977.4	29	12	5	1977.9 边外底部	三角形	300～500
1.02			山腹层状	1977.5	1	1				
1.02	80	3.0	山腹层状	1976.10		3			不规则	300～500
1.02	79	6.0	山腹层状	1977.6		1				
1.01	74	2.0	山坡层状	1977.4				1979.5	三角形	500～1000
1.0	70	6	岩性	1977.10	3	3			不规则	460
			山腹块状							
			山腹块状		5					
			山腹块状		3					
			山腹块状		1					
1.02	144	8.4	山头块状	1979.5	10	6	2	1979.9	三角形	350～660

序号	油田	发现时间	发现井号	含油层位	含油特点			储集层特				
					原始油水界面(m)	原始油气界面(m)	油柱高(m)	岩性	油层中部深度(m)	油层平均有效厚度(m)	原始地层压力 $\times 10^{-1}$ (MPa)	饱和压力 $\times 10^{-1}$ (MPa)
8	雁翎	1977.10	淀2井	Jxw	3087		244	白云岩	2989.7	86	301	13.5
9	八里庄西	1978.3	马25井	Jxw	4050		350	白云岩	3904	126	355	30
10	薛庄	1977.9	马71井	Jxw	3000		180	白云岩	2910	79	279	12.7
		1978.1	马71-1井	Ed				砂岩	2285.9	20.2	213	
11	八里庄	1976.6	马15井	Jxw	2750		170	白云岩	2665	81	258	13.7
12	河间	1977.5	马38井	Chg	2450		167	白云岩	2370	49	229	9.3
		1977.9	间114井	Ed				砂岩	2200	13.4	211	8.8
13	留北	1976.6	留10井	Jxw	3450		243	白云岩	3335	116	329	12.7
		1978.8	留23井	Ng				砂岩	2016.0	5.1		
14	何庄西	1982.2		O	3770		220	石灰岩 白云岩	3700	20.2		
15	何庄	1979.10		O	3300		300	石灰岩 白云岩	3245.5	49	316	87.5
16	深西	1979.6		O	4100		350	石灰岩 白云岩	4096	70	401	289
17	河西务安90—69断块	1966.9	京1井	Es_{2+3}				砂岩	2770.3	10.5	465（沙三）	$Es_2$154 $Es_3$176
18	柳泉 琥珀营断块	1979.5		Es_3中				砂岩	2554	12.5	355	130
	柳泉 王居断块			Es_3中				砂岩				
	柳泉 泉46断块	1978.4	新泉2井	Es_3中				砂岩	1858.3	11.1	254	182

续表

征				开发简况						
压力系数	油层温度(°C)	油气比(m^3/t)	油气藏类型	开发时间(年、月)	总井数(口)	生产井(口)	注水井(口)	注水时间及方式	井网类型	井距与排距(m)
1.01	118	2.6	山头块状	1977.11	69	37	4	1978.2	三角形	490
0.96	135	14	山头块状	1978.3	12	8	2	1978.12 边缘底部	三角形	300～450
1.00	108	5	山头块状	1977.10	10	3			不规则	470
1.01			逆牵引背斜	1979.10	14	5	1		不规则 正方形	409
1.02	103	6	山头块状	1977.9	8	4	1	1978.10 边缘底部	三角形	300
1.01	83	5.1	山坡块状	1977.7	12	5	2	1978.8 边外底部	三角形	200～780
1.0	90	4	逆牵引背斜	1979.1	50	22	8	1979.2 点状面积	不规则 三角形	200～300
1.0	123	6	山头块状	1978.6	26	18	3	1978.10 边缘底部	不规则 三角形	300
			断鼻	1980.6	10	6			不规则 三角形	
1.0			山腹块状		25	5				
	110	66	山腹块状	1980.2	9	3			不规则	
1.0	133	191	山头块状	1979.9		2				
1.36～1.61	95	164	断层③岩性							
1.21	82	122	断块	1983.9	30	17				
			断块	(气为泉29井数据)						
1.30	61	175	断块	1983.9	25	27			正三角形	290～300

序号	油田	发现时间	发现井号	含油层位	含油特点			储集层特				
					原始油水界面(m)	原始油气界面(m)	油柱高(m)	岩性	油层中部深度(m)	油层平均有效厚度(m)	原始地层压力 $\times 10^{-1}$(MPa)	饱和压力 $\times 10^{-1}$(MPa)
19	中岔口	1978.1	京16井	Es_3中				砂岩	1525.0	7.2	150	94
20	别古庄 京11井断块	1978.2	京11井	Es_4上	1600	1350		砂岩	1464.3	35.9	151	125
21	岔河集	1978.9	岔4井	Ed_2—Es_1上				砂岩	2677	13.9	278	141
22	刘李庄	1977.11	雁24井	Es_4—Ek	南块2790 北块2730			砾岩	2759.95	10.8	270	33
23	南马庄 马2井断块	1976.9	马2井	Es_3				砂岩	2025.5	6.3	192	58
24	肃宁 宁11断块②	1981.2		Ed				砂岩		6.9	320	76
26	大王庄 留70断块	1980.7	留70井	Ed—Es_1上				砂岩	3195.8	16.7	335	73
26	留西 留17井断块	1980.5	留17井	Es_3				砂岩	3083.2	25	342	319
27	深南②	1979.2	泽7井	Ed—Es_2				砂岩		8.3		
28	荆丘	1982.8	晋45井	Es_3				砂岩	3201.5	25.7	315	·110

①本表内容只包括本章叙述的油气田有关数据。

②为未开发油田。

③一个第三系油田中往往有多种类型油藏，本表只标出主要类型。

3.储集层

主力产油层为中元古界蓟县系的雾迷山组，其岩性是一套巨厚的灰白、褐灰色含硅质条带的隐藻白云岩夹薄层泥质白云岩。据电性和岩性特征将本组自上而下划分为10个油组68个小层，总厚度2341米。这套地层在潜山上自南向北、自西向东，由老到新依次分布(图10-1)。

按表6-8的储集层划分标准，用10口井资料分油组、分五个山头对雾迷山组进行储集层划分，结果见表10-4及表10-5。

从表10-4，表10-5中可以看出：

(1) Ⅰ类好储集层占揭开地层总厚的13.3%；Ⅱ类较好储集层占总厚的50.9%，Ⅲ类

续表

征				开发简况						
压力系数	油层温度(°C)	油气比(m³/t)	油气藏类型	开发时间(年、月)	总井数(口)	生产井(口)	注水井(口)	注水时间及方式	井网类型	井距与排距(m)
1.11	58	47	岩性	1978.4	13	7				
1.05	54	80	断块	1979.7	90	47	12	1979.8 点状面积	不规则正方形	274
1.06	82	141	断块	1978.12	288	197	30	1982.12		300
1.01	117	27	构造	1978.5	34	10	5	1979.4 点状面积	不规则正方形	532
0.98	96	24	断块	1977.4	30	14	6	1982.4 点状面积	不规则正方形	428
1.09	104	54	断块岩性							
1.01	112	37	断块	1984.8	72	29			三角形	300
1.16	108	33	断块	1983.9	26	19			正三角形	300
			断块							
1.0	105	79	断块	1984.7	57	47	16		三角形	300

表 10-2 任丘雾迷山组岩芯化验分析情况表

岩矿薄片	铸体薄片	荧光薄片	大直径岩芯物性	小直径岩芯物性	残余油饱和度	岩石化学	电镜扫描	压汞	拐片
1881(块)	1010(块)	844(块)	604(块)	1094(块)	224(块)	1205(块)	216(块)	261(块)	1810(块)

非储集层则占35.8%。

(2)在十个油组中，Ⅰ类储集层在雾四、五及十油组最发育，占揭开厚度的14.7～25.2%，Ⅲ类非储集层仅占有20.5～33.3%；雾六油组最差，Ⅰ类储集层仅占0.4%，Ⅲ

表 10-3 任丘潜山山头数据表

山头名称	山头走向	长一宽 (km)	面积 (km^2)	山顶埋深 (m)	闭合度 (m)	坡度角	
						顶部	外围
任11	30°	7—8	42	2595	1905	5～13°	35～40°
任7	30～40°	16—7.5	67	2946	1554	11～13°	18～22°
任6	30～40°	4—6	22	3000	1500	17～19°	21～22°
任9	40°	5.5—6	25	2947	1553	13～15°	15～27°
任57	70°	6—7.5	27	3391	1109	10°	28°
合计			183				

表 10-4 任丘油田雾迷山各油组储集层统计表

油组	累计揭开厚度 (m)	Ⅰ类		Ⅱ类		Ⅲ类	
		厚度 (m)	占揭开厚 %	厚度 (m)	占揭开厚 %	厚度 (m)	占揭开厚 %
雾一	1549.63	174.6	11.6	885.55	58.3	459.1	30.2
雾二	4326.42	505.43	11.9	2445.08	57.6	1297.3	30.5
雾三	2224.31	260.24	11.8	1403.58	63.6	542.75	24.6
雾四	2840.83	523.72	18.5	1420.2	50.3	882.39	31.2
雾五	2479.14	358.05	14.7	1270.23	52.0	814.48	33.3
雾六	1014.05	4.4	0.4	109.7	10.9	897.95	88.7
雾七	3978.96	539.1	13.6	1954.35	49.2	1473.91	37.2
雾八	854.94	89.0	10.7	299.4	35.8	446.83	53.5
雾九	1152.2	98.5	8.5	460.3	40.0	593.4	51.5
雾十	1201.79	286.52	25.2	616.11	54.3	232.5	20.5
合计	21622.27	2839.43	13.3	10864.5	50.9	7640.67	35.8

表 10-5 任丘油田各山头雾迷山组储集层统计表

山头	累计揭开厚度 (m)	Ⅰ类		Ⅱ类		Ⅲ类	
		厚度 %	占揭开厚 %	厚度 (m)	占揭开厚 %	厚度 (m)	占揭开厚 %
11井	5918.72	669.9	11.5	3439.26	59.0	1716.7	29.5
7井	8190.21	1366.84	17.0	3933.32	49.0	2724.18	34.0
6井	2471.24	378.44	15.4	1256.66	51.0	828.14	33.6
9井	5042.1	424.25	8.4	2236.26	44.5	2371.59	47.1
合计	21622.27	2839.43	13.3	10864.5	50.9	7640.67	35.8

注：未统计任57井山头。

类非储集层却占总厚的88.7%。

(3)平面上任6井及任7井山头储集层较发育，Ⅰ、Ⅱ类储集层占揭开厚度的66～67%，非储集层占33～34%。任9井山头较差，Ⅰ、Ⅱ类储集层占52.9%，非储集层占47.1%。

4.油藏类型及流体性质

(1)油藏类型　任丘雾迷山组油藏为潜山块状油藏，其依据有：

1)具统一的原始油水界面——3510米，3510～3570米为油水过渡带，3570米以下为纯水带。

2)具有同一压力系统。全油藏压力梯度为0.082×10^{-1}兆帕/米，油层原始压力系数为1.03～1.05，油藏中部深度3250米，具有统一的原始地层压力325×10^{-1}兆帕。

3)油藏内部地温梯度一致，一般为1.75～2.6℃/100米，说明油藏内上、下连通，地温向上扩散，热能趋向平衡。

4)注水前地层压力下降速度一致。

5)注水开发后油井压力恢复一致。

(2)流体性质　原油具有原地弱氧化特点，胶质加沥青质含量26.45%。

天然气具有伴生气性质，重烃含量>10%。

地层水矿化度较低，为3795毫克/升，具中等封闭条件，见表10-6。

表 10-6　任丘油田雾迷山组油藏流体性质表

原油性质	相对密度	0.8887	天然气性质	相对密度	0.9361	地层水性质	Cl^- (mg/L)	1867
	粘度(50°C) (mPa·s)	62.54		甲烷 (%)	57.91		总矿化度 (mg/L)	3795
	含蜡 (%)	17.3		乙烷 (%)	4.39		水型	$NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.32		丙烷以上 (%)	8.49			
	含胶质·沥青质 (%)	26.45		$N_2 \cdot CO_2$ (%)	29.18			
	凝固点 (°C)	35.5						
	初馏点 (°C)	135						

5.开发简况

本油藏采用先期裸眼完井，注水保持压力及不断加密井网方式开发。

1976年4月投入开发，至12月油井增至19口，同时开始注水，到1981年12月生产井增为82口。综合含水为13.3%，年平均上升2.6%。总压降11.9×10^{-8}兆帕。到1984年底，生产井增为139口，井距460米单井平均日产油146吨，日产水平20294吨，采油速度1.39%。由于采取综合措施，油藏产量平均年递减8.1%，综合含水上升到36.7%，平均年上升7.8%。已累计采油8997.5万吨。油藏开发效果较好（图10-2）。

二、府君山组油藏

1.概况

府君山组油藏位于任11井山头的围斜部分，是继任丘雾迷山组油藏发现之后的另一个

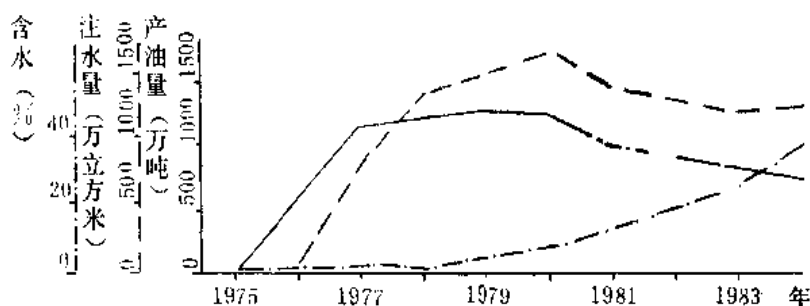


图 10-2 任丘油田雾迷山组油藏开采曲线

潜山油藏。自1976年9月任10井获得工业油流，到1984年底，钻遇府君山组的井共有20口，其中试油井12口，出油井 8 口，油水同出井 2 口，出水井 2 口。有高压物性取样井3口，取芯井4口，取芯进尺59.37米，岩芯长26.08米，收获率为43.9%，含油岩芯长1.37米。

2.构造位置及圈闭

府君山组构造基本为一东倾单斜，顶缓翼陡，顶部倾角20°，翼部倾角33°，被三条断层切割成任8、80及41井三个区块（图10-3）。

3.储集层

产层府君山组厚41～56米，主要为白云岩、石灰岩夹两层泥质白云岩和泥岩。自然伽马曲线反映为“三低两高”。1、3、5小层为低值段，储集层发育。据14口井的资料统计，储集层占地层厚度的47.9%。

储集层物性变化较大。由于本组上下均有泥质隔层，顺层溶蚀显著，加之断层、裂缝及距剥蚀基准面的远近等影响，使储集层物性有很大的差别，可以分为强风化溶蚀、中风化溶蚀及弱风化溶蚀三种。

储集层性能好，压力恢复快（图10-4），油层连通好，有效渗透率为635×10^{-3}～2280×10^{-3}二次方微米，平均为1288×10^{-3}二次方微米。据岩芯分析平均有效孔隙度为4.3%。

4.油藏类型与流体性质

(1)油藏类型　根据录井及试油资料分析，府君山组油藏为山腹（内幕）层状油藏。油水界面与雾迷山组一致，为3510米（图10-1）。

(2)流体性质　与雾迷山组油藏基本一致，详如表10-7。

5.开发简况

本油藏采用稀井高产保持压力的方式开发。1977年6月投产。1979年5月开始注水，到1984年底，共有生产井 8 口，日产水平235吨。综合含水54.7%累计采油110.1万吨。油藏开发效果较好（图10-5）。

三、奥陶系油藏

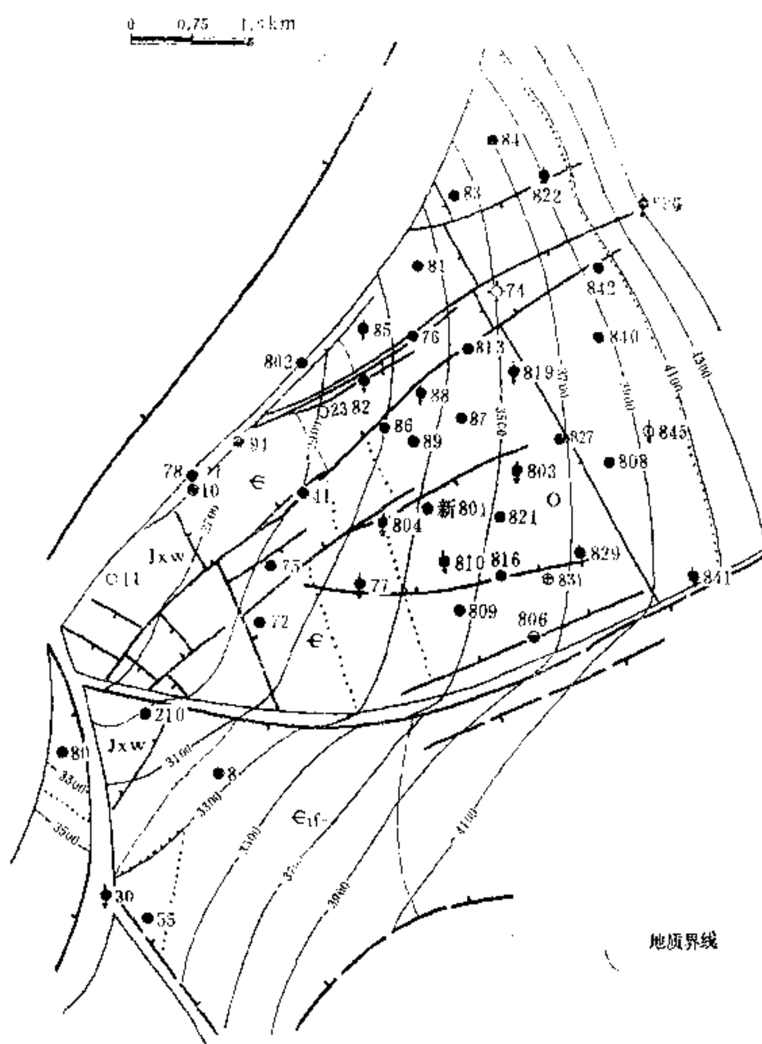
1.概况

奥陶系油藏位于任丘油田北段，呈扇形展布。自1978年任76井获得高产工业油流后，至1984年底钻遇奥陶系的井共45口，其中试油井38口，31口井获得工业油流，取芯井2口，取芯进尺350.47米，芯长102.57米，含油岩芯长38.37米，收获率为29.2%。

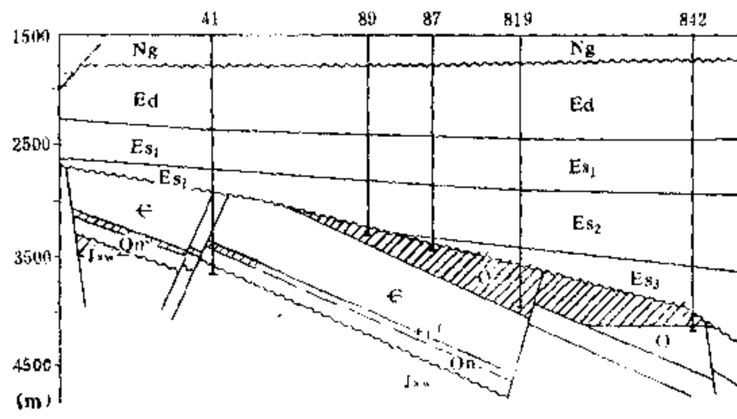
2.构造位置及圈闭

任北奥陶系油藏位于任丘潜山北部斜坡，西以任西主断层为界，东与马西断层相接，

潜山顶面形态图



任 41 — 842 井油藏剖面图



油层综合柱状图

深三侧向	系	组	小层	比例尺(m)	剖面	自然伽马
	奥陶系	上马家沟组	1			
			2			
			3			
			4			
			5			
			6	50		
			7			
		下马家沟组	1			
			2	100		
			3			
			4			
			5			
		亮甲山组	1			
			2	150		
			3			
			4			
			5			
		冶里组	1			
			2			
	寒武系	馒头组		0		
				20		
		府君山组		40		
				60		
	青白口系					

图 10-3 任丘油田任北斜坡府君山组与奥陶系综合成果图

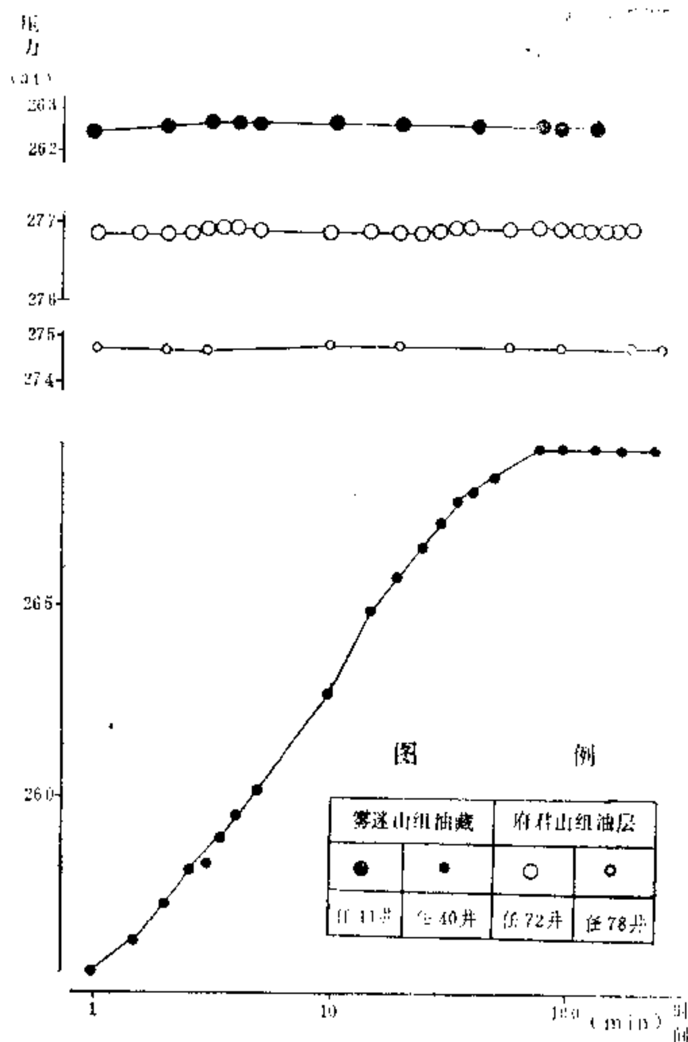


图 10-4 任丘油田雾迷山组、府君山组油层压力恢复曲线图

表 10-7 任丘油田府君山组油藏流体性质表

原油性质	相对密度	0.8765	天然气性质	相对密度	0.8558	地层水性质	Cl^- (mg/L)	816.55
	粘度50°C (mPa·s)	42.26		甲烷 (%)	62.85		总矿化度 (mg/L)	2176.5
	含蜡 (%)	18.18		乙烷 (%)	2.69		水型	$NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.2		丙烷以上 (%)	4.11			
	含胶质+沥青质(%)	29.95		N_2+CO_2 (%)	30.34			
	凝固点 (°C)	38.6						
	初馏点 (°C)							

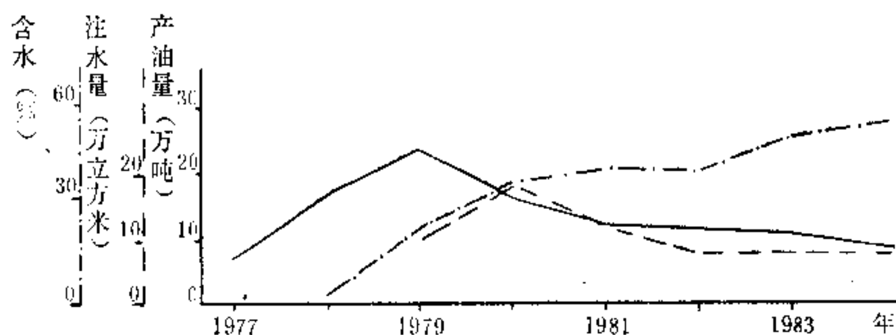


图 10-5 任丘油田府君山组油藏开采曲线图

南部到任47—91井断层，北与鄚东潜山以鞍部相连。其构造形态为北东倾单斜（图10-3），顶部剥蚀零线在任23井至任804井一线。由于断层的切割，分成南北两块。南块任 8 井区尚未获得工业油流。北块被夹持在两条断层之间，由西南向东北撒开，呈扇形展布。顶部地形比较平缓，坡度角11～16°，边部地形变陡，坡度角在24°左右。北块内共有断层15条，可分为北西、北东和东西向三组，将本块切割为四个比较大的垒堑相间的断块。

3.储集层

产层奥陶系划分为两个统四个组19个小层（表10-8），除顶部缺少三个小层外，其余小层皆钻遇。

储集层主要为下马家沟及亮甲山两个组；上马家沟组多被剥蚀，冶里组基本不具备储集能力。

（1）储集层分布不稳定　平面上，下马家沟组在潜山腰部任842井一带及其以东构造低部位储集层不发育，储集层占地层厚度百分比＜10％；842井以西构造高部位，储集层占地层厚度百分比＞10％；其中任87井区以北，储集层最发育，储集层厚度百分比最高可达46％；任87井以南，储集层厚度百分比最高只有15％。亮甲山组储集层厚度百分比在任813井断层南、北有明显差别，北部分布均匀，大部分地区＞20％，南部储集层分布不均匀，其西段任89—88井一带储集层可达57.4％，其东段储集层发育相对较差，为32.5％，而在任809—806井一带储集层不发育。

纵向上看，下马家沟组2、3小层储集层发育，储集层厚度百分比分别为15.7％和17.1％，大多数井的放空漏失发生在这两个小层内。1小层次之，4、5小层储集层不发育。亮甲山组3、4小层储集层发育，储集层占地层厚度百分比分别为39.6％和29.8％，漏失量大于100立方米的井段大部分都发生在这两个小层中，1、2小层次之，5小层最差，储集层厚度百分比仅1.8％。

（2）储集层物性变化很大　据任89、813井岩石物性统计，石灰岩孔隙度为0.41～5.4％，空气渗透率为395×10^{-3}～2140×10^{-3}二次方微米，白云岩孔隙度为0.6～11.3％，空气渗透率为9.97×10^{-3}～9870×10^{-3}二次方微米，反映储集层非均质程度较高。

表 10-8　任北斜坡奥陶系油层组划分简表

层位			厚度	岩性简述	备注
统	组	小层	(m)		
中统	上马家沟组	1	33.7	1~3小层以石灰岩和白云岩为主，夹泥灰岩和泥质白云岩	本区未钻到
		2	44.2		
		3	28.0		
		4	33.8	4~6小层以石灰岩为主，夹少量白云岩	
		5	29.2		
		6	40.0		
		7	50.9	泥质白云岩、泥灰岩为主，夹白云岩和石灰岩	区域标志层
	下马家沟组	1	50.0	上部以豹斑状白云质灰岩为主，下部以石灰岩为主	
		2	56.0	石灰岩间夹少量泥质白云岩	
		3	51.0	以石灰岩、豹斑状白云质灰岩为主，中上部夹9~10米厚纯白云岩	
		4	40.0	石灰岩、豹斑状白云质灰岩为主，中部夹少量泥质白云岩	
		5	35	泥灰质白云岩、白云质灰岩及石灰岩间互	区域标志层
下统	亮甲山组	1	27.0	以白云岩为主，夹少量白云质灰岩	
		2	25.0		
		3	24.0		
		4	19.0	上部白云岩为主，下部石灰岩为主	
		5	30.0	泥灰岩与石灰岩、白云质灰岩间互	区域标志层
	冶里组	1	35.0	以石灰岩为主，夹少量豹斑状白云质灰岩	
		2	35.0	石灰岩、泥灰岩间夹少量泥质白云岩	区域标志层

不稳定试井求得的有效渗透率，下马家沟组油层为1600×10^{-3}二次方微米，亮甲山组油层为170×10^{-3}二次方微米，两个组有效渗透率相差9.5倍。就同一组来讲物性相差也比较悬殊，例如下马家沟组，任76井有效渗透率为2400×10^{-3}二次方微米，而任840井则只有10×10^{-3}二次方微米，反映出储集层物性无论组与组间还是组内变化均较大。

（3）不同岩性孔隙结构不同　据任813井岩芯观察，石灰岩的储集空间主要是裂缝和溶蚀洞穴，基质基本不具备储集能力。另外根据电镜扫描结果、铸体薄片资料统计及毛细管压力曲线分析（图10-6），也都说明石灰岩基质孔隙不发育，基本上不具备储集能力。

白云岩的储集空间为裂缝晶间孔和晶间溶孔，基质具备一定的储集能力。任813井中白云岩含油岩芯32块，其中29块次为裂缝含油，30块次为晶间孔、晶间溶孔含油（一块岩芯常见两种含油产状），分别占含油岩芯块数的90.6%和93.7%，由此可知，白云岩储集空间为裂缝和晶间孔、晶间溶孔。四块白云岩样品的毛细管压力曲线（图10-7）表明，喉道半径大于0.1微米所控制的孔隙体积在60%以上，说明白云岩基质孔隙具备一定的储集能力。

（4）不同岩性储集层控制因素不同　下马家沟组石灰岩储集层的分布，主要受风化溶

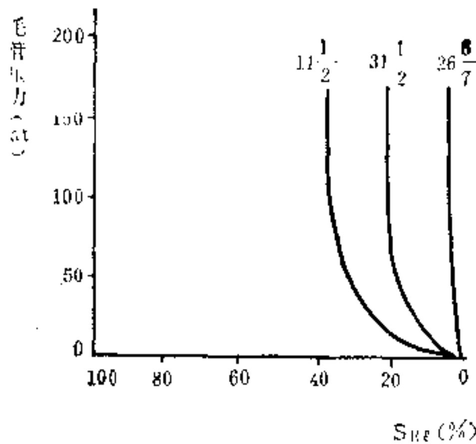


图 10-6 任北奥陶系石灰岩典型毛细管压力曲线

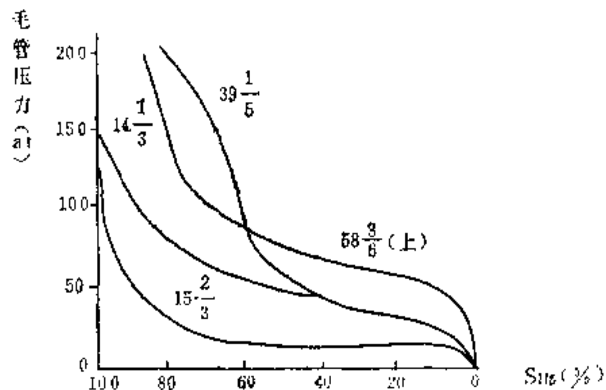


图 10-7 任813井奥陶系白云岩典型毛细管压力曲线

蚀带的控制，其次为断裂所控制。本油藏钻遇下马家沟组的井共34口，在钻井过程中有13口井在进山后200米内的风化溶蚀带发生放空、扩径和漏失，占钻遇井数的38.24%，钻入风化溶蚀带以下的12口井却无一放空、扩径和漏失。另外对下马家沟组33口井的储集层进行了统计，共计537.69米，其中位于风化溶蚀带内的储集层厚度为520.49米，占储集层总厚的96.8%，说明绝大部分储集层集中在风化溶蚀带内。

亮甲山组白云岩储集层的分布除受风化溶蚀带控制外，还受岩性、断层控制。如钻遇亮甲山组35口井中，发生扩径、漏失的有13口，其中在风化溶蚀带内发生扩径、漏失的有5口，在风化溶蚀带以下发生扩径、漏失的井有8口，据34口井统计，储集层厚度共710.07米，其中风化溶蚀带中的厚度为377.87米，占储集层总厚度的53%。47%的储集层分布在风化溶蚀带以下。风化溶蚀带以下发生漏失的井位多分布在断层附近，说明本组储集层的分布还受断层影响。

4.油藏类型及流体性质

（1）油藏类型　为块状山坡边底水油藏。据试油资料统计，4100米以上大部分井产纯油。未产纯油的井有8口，大致可分三种情况：第一是干井，如任806、841井；第二是受高部位注入水影响，在试油时产水或者油水同出，如任813井下部；第三是地下残存水，如任85井；据此认为油水界面深度为4100米。

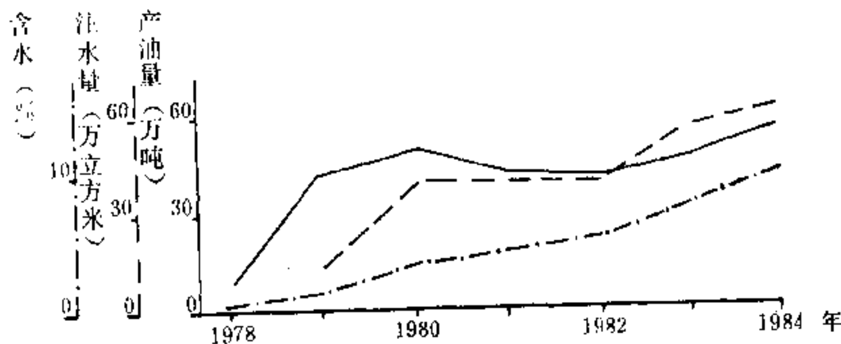


图 10-8 任丘油田奥陶系油藏开采曲线图

(2)流体性质 详见表10-9。需要特别提出的是地层水总矿化度高，表明封闭条件好，本身为一独立系统，与雾迷山组油藏是分隔的。

5.开发简况

本油藏采用先期裸眼完井，600米井距、三角形井网、面积注水方式开发。于1978年10月投产，到1984年底有生产井24口，注水井10口，日产水平1634吨，采油速度2.7%，综合含水10%，开发简况见图10-8。

表 10-9 任丘油田奥陶系油藏流体性质表

原油性质	相对密度	0.8818	天然气性质	相对密度	0.7774	地层水性质	Cl^-(mg/L)	11529
	粘度(mPa·s)	32.6		甲烷(%)	69.49		总矿化度(mg/L)	20250
	含蜡(%)	19.6		乙烷(%)	5.72		水型	$NaHCO_3$
	含硫(%)	0.17		丙烷以上(%)	10.88			
	含胶质+沥青质(%)	20.9		N_2+CO_2(%)	13.91			
	凝固点(°C)	37.4						
	初馏点(°C)	120						

II、永清潜山油气田永9—永22(刘其营)油气藏

一、概况

永清潜山油气田永9—永22（刘其营）潜山油气藏位于河北省永清县境内，与别古庄京11断块油藏上下叠置，包括永9、永22两个山头。自1978年12月永7井首获工业油气流发现本油气藏以来，至1984年底共钻井16口，已试油井14口，其中工业油气井8口，产水井6口；待试井2口。有取芯井3口，取芯进尺103.86米，芯长33.74米，岩芯收获率32.5%。本油气藏尚未投入开发。

二、构造位置及圈闭

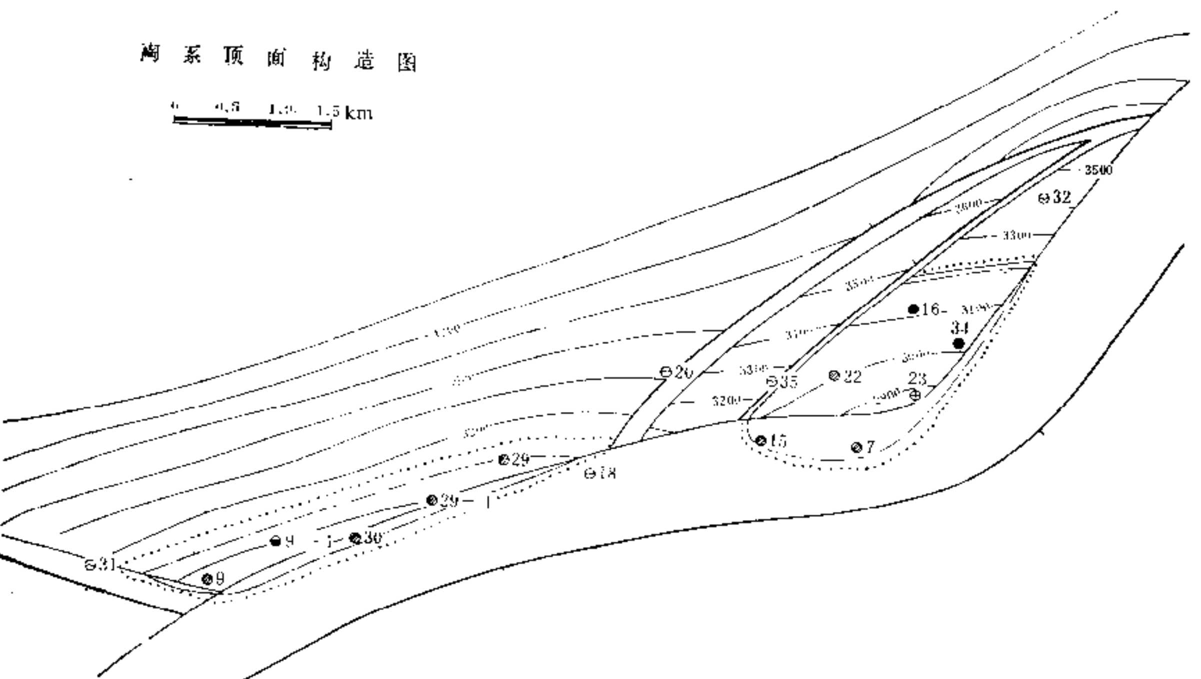
永9—永22（刘其营）潜山位于河西务潜山构造带的南端。为一被断层切割的向北西倾的单斜，倾向345°，倾角15～22°。潜山向东南抬起部位以断层封堵，永20井断层又将其分割成永22和永9两个山头（图10-9）。各条断层数据见表10-10。

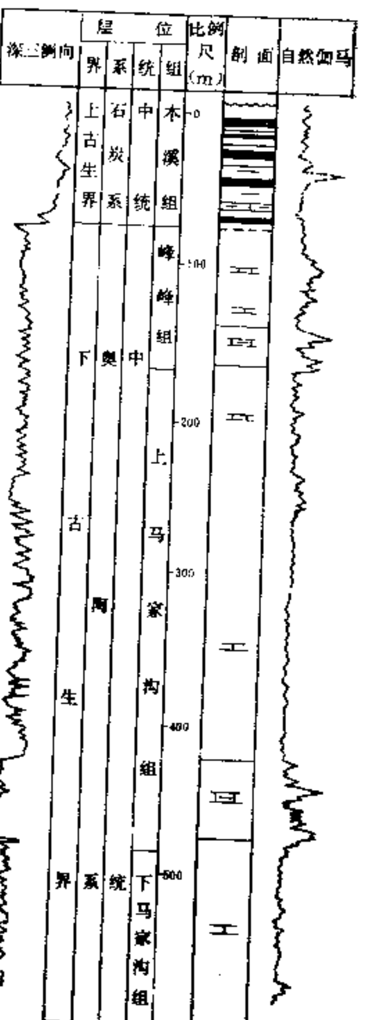
三、储集层特征

1.储集层分布

按表6-9所列标准划分，区内在上马家沟组储集层较发育，其次是峰峰组，下马家沟组较差。各组储集层分别占揭开地层厚度百分比为15.1%、13.4%和12.5%。在平面上永7井山头储集层发育，缝洞多，有半数井见放空、扩径和漏失，其中永23井放空1.1米，漏失泥浆388立方米；断层控制储集层分布，发生放空、扩径和漏失的7口井均位于断层面上或断层附近。

2.储集层物性





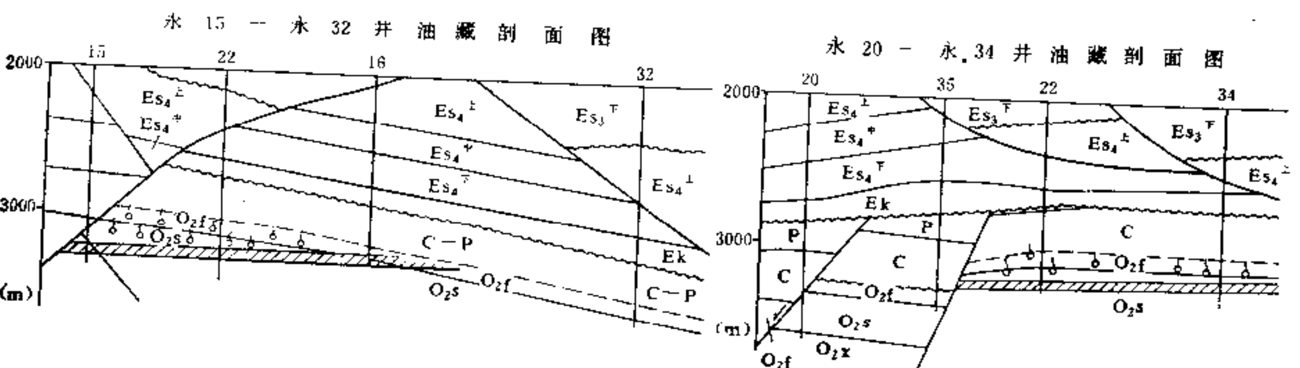


图 10-9 永清油气田永9—永22（刘其营）潜山油气藏综合成果图

表 10-10 永9—永22潜山断层数据表

断层名称	钻遇井号	断层要素 走向	断层要素 倾向	断层要素 倾角	延伸长度(km)	奥陶系顶面断距(m)
刘其营断层	永7、15、16、18、22、23、30	45～70°	135～160°	30～50°	>16	820
永20井断层	永20	45°	315°	45°	6	140
永35井断层	永35	45°	315°	45°	4.5	100～300
永31井断层	永31	300°	210°	30～50°	不清	100～400

据永16、22两口井33块小直径岩芯分析，孔隙度平均值为1.82%，渗透率平均为0.85×10^{-3}二次方微米。据8块大直径岩芯分析，孔隙度0.1～4.3%，平均为1.95%；渗透率为0.01×10^{-3}～3.8×10^{-3}二次方微米，平均为0.83×10^{-3}二次方微米。由上述物性数据可知其孔隙度绝大部分均小于3%，基质不具备储集条件。储集空间以构造缝为主，裂缝宽度一般为0.1～1毫米，最宽见2毫米。

表 10-11 永9—永22油藏奥陶系流体性质表①

原油性质		天然气性质		地层水性质	
相对密度	0.7720	相对密度	0.6924	Cl^-(mg/L)	17840.21
粘度50°C (mPa·s)	0.77	甲烷(%)	82.77	总矿化度(mg/L)	30874.46
含蜡(%)	0.75	乙烷(%)	8.17	水型	$CaCl_2$
含硫(%)	0.024	丙烷以上(%)	5.02		
含胶质+沥青质(%)	0.60	N_2+CO_2(%)	4.03		
凝固点(°C)	-7				
初馏点(°C)	74				

①表中数据为永22井分析数据。

四、油气藏类型及流体性质

1.油气藏类型

本油气藏是一个有石炭-二叠系覆盖的内幕块状有凝析油垫的凝析气藏。根据试油及电测解释确定，永22井山头凝析油水界面为3240米，永9井山头凝析油水界面为3100米，天然气属凝析气。

2.流体性质

从表10-11可知，原油的相对密度、粘度、凝固点含蜡及胶质加沥青质均低，属凝析油。天然气性质具凝析气特点，甲烷含量低，为82.77%，重烃含量高，>10%。地层水性质为高矿化度的$CaCl_2$型水，反映保存条件好。

III、龙虎庄油田[1]

一、概况

龙虎庄油田位于河北省霸县—永清县交界处（图9-18），1976年2月开始钻探，1977年4月霸22井、30井先后获工业油气流。产层为奥陶系。截至1984年底，潜山完钻井29口。其中试油井19口，见工业油井14口　出水井5口。已有取芯井10口，总进尺146.65米，岩芯长66.94米，岩芯收获率45.6%，对岩芯作了较系统的化验分析和面孔率、裂缝组系统计等共计965块次。

二、构造位置及圈闭

龙虎庄潜山位于牛驼镇凸起南侧，霸县潜山断阶带东段。其北、东及南三个方向均以断层为界，西与南孟潜山相接。潜山被东西向的两条断层切割成南、中、北三个山头，这两条断层明显控制潜山的含油性。断层要素列于表10-12，山头数据详见表10-13。

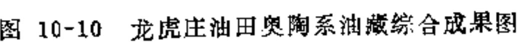


图 10-10 龙虎庄油田奥陶系油藏综合成果图

三、储集层特征

按表6-9所列标准划分，区内储集层分布有如下特点：

1.纵向上潜山顶部50米内储集层发育

在潜山顶部50米内的风化壳，储集层发育，如全油田累计揭开潜山地层厚1928米，其中进山0～50米内揭开地层累计厚1024米，大于50米揭开地层厚904米。表10-14资料表明，进山50米内为一储集层发育带。而在风化壳高部位储集层更为发育。日产液量大于千吨的四口井都处在潜山的高部位。从层位上看上马家沟组储集层最发育，其次是下马家沟组，详见表10-15。

表 10-14　龙虎庄油田奥陶系储集层分带数据表

项目 / 进山深度	储集层厚占揭开地层厚度（%）	储集层厚度占总储集层厚度（%）	放空、扩径长度占总长度（%）	放空、漏失钻遇率（次/井）	溶洞率（%）	漏失率（m^3/m）
进山50米以内	28.7	63.4	68.4	1.25	1.03	7.1
进山＞50米	16.5	36.6	31.6	0.54	0.54	3.7

表 10-15　龙虎庄油田储集层分组评价表

层　位	溶洞率（%）	漏失率（m^3/m）	揭开厚度（m）	储集层厚（m）	储集层厚占揭开厚度%	划分储层井数（口）	储层评价	备注
峰峰组	0	0.5	75.8	15.4	20	2	较好	井少代表性差
上马家沟组	0.97	8.1	560.5	177.2	31.6	8	好	
下马家沟组	0.54	5.8	430.7	64	15	6	好	
亮甲山组	0	0	186.28	28	15	3	较好	
冶里组	0	0	56	9.2	16	2	差	井少代表性差

2.平面上南、中山头储集层发育，北山头较差

各山头储集层厚度百分比，南、中山头为22.4～29.3%，北山头为17.2%。南山头储集层横向连通范围广，如位于高点的翻54井发生井漏时，全油藏均有反映。特别是54井的北西方向各井两小时后就有反映。

3.储集层物性

储集层物性分析数据表明白云岩好于石灰岩，详见表10-16。

4.储集空间类型

白云岩以溶蚀晶间孔为主，石灰岩则以裂缝为主，详见图10-11。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

为山头块状油藏，依据有：

（1）具统一的压力系统　全油田压力系数相同，为1.04。

表 10-16　龙虎庄油田奥陶系储集层物性统计表

岩　性	面孔率(%)		有效孔隙度(%)			渗透率(μm^2)		
	有效(均值/块)	总(均值/块)	样品数(大直径/小直径)	大直径值	小直径值	样品数(大直径/小直径)	大直径值	小直径值
石灰岩	0.92/35	4.96/35	39/69	1.87	1.91	39/69	2.3×10^{-3}	0.88×10^{-3}
白云岩	1.15/19	3.18/19	21/38	4.06	3.07	20/35	4.3×10^{-3}	20×10^{-3}

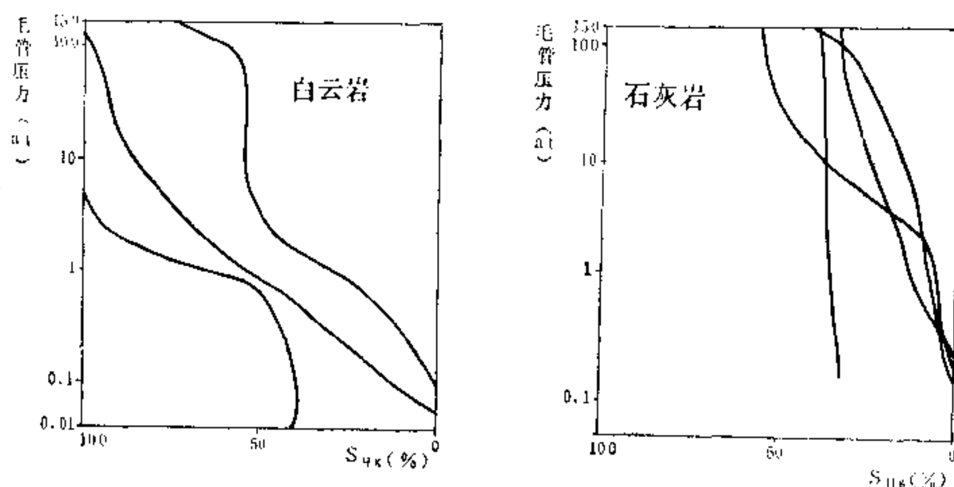


图 10-11　龙虎庄油田奥陶系储集层不同岩性毛管压力曲线图

（2）具统一的油水界面　根据开发动态资料分析，南、中山头油水界面深为2275米，北山头为2220米。中为断层分隔(图10-10)。

2.流体性质

如表10-17。

表 10-17　龙虎庄油田流体性质表

原油性质	相对密度	0.8430	天然气性质	相对密度	0.6924	地层水性质	Cl^-(mg/L)	1686
	粘度50°C (mPa·s)	6.63		甲烷(%)	79.71		总矿化度(mg/L)	3970
	含蜡(%)	17.15		乙烷(%)	1.66		水　型	$NaHCO_3$
	含硫(%)	0.049		丙烷以上(%)	1.71			
	胶质+沥青质(%)	11.15		N_2+CO_2(%)	16.92			
	凝固点(°C)	31.2						
	初馏点(°C)	123						

五、开发简况

本油藏于1977年4月投入开发，经历了投产、高速放产、稳产、急剧递减和缓慢递减等阶段(图10-12)。

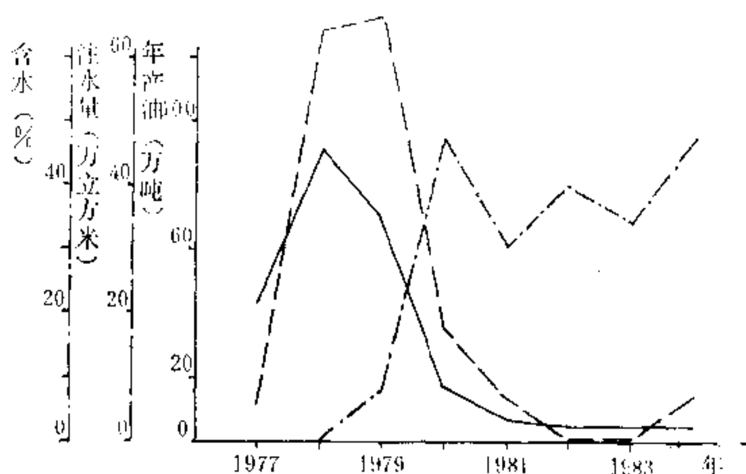


图 10-12　龙虎庄油田开采曲线图

截至1984年底，有生产井12口(开9口)，单井平均日产油13吨，日产水平121吨。有注水井5口，综合含水47%，累计采油244万吨。

IV、南 孟 油 田

一、概况

南孟油田位于河北省霸县境内，1976年3月开始钻探，同年10月底发现井霸10井于下寒武系府君山组灰质白云岩首获高产油流，到1977年4月先后又发现了寒武系张夏组、馒头组、奥陶系及下第三系沙河街组四段油藏。全油田共有取芯井11口，取芯进尺87.35米，岩芯长56.92米，收获率65.2%。

本油田除张夏组油藏外，已先后投入开发到1984年底已完钻井39口。

二、构造位置及圈闭

南孟潜山位于牛驼镇凸起南侧、霸县潜山断阶带西段(图10-13)。北和西以弧形弯曲的牛东大断层与牛驼镇凸起分开，南以南孟大断层和霸县凹陷毗连，东以霸93井鞍部与龙虎庄潜山相邻，面积35.8平方公里。峰顶在霸14井北东200米处，高点埋深1600米，闭合幅度320米，闭合面积5.4平方公里，山脊走向近东西。

南坡陡，为南孟断层断面，坡度角38～55°，北坡缓，为侵蚀面，坡度角25～35°。内幕构造为北北东倾的单斜(图10-13)。

三、储集层特征

1.寒武系储集性能变化大

府君山组主要为白云岩组成，细粉晶结构，质纯性脆，又夹在景儿峪组和馒头组泥质岩柔性地层之间，在构造力的作用下形成大量的裂缝。钻井过程中泥浆漏失普遍，因此既有孔隙型又有缝洞型等多种类型的储集空间。物性好，渗透率为223×10^{-8}二次方微米。

馒头组储集层为白云质灰岩和灰质白云岩，局部有竹叶状结构。厚度小，未见放空、漏失，储集性能差。

张夏组储集层主要为鲕状灰岩，单层厚度10米左右，从霸48井岩芯观察裂缝很少，仅



图 10-13 南孟油田综合成果图

见少量小晶洞，钻井过程中也无放空、漏失现象。储集性能最差。

2.奥陶系储集性能好

奥陶系在第三纪前长期暴露地表，风化淋滤程度高，缝洞发育，储集性较好，有效渗透率为1087×10^{-3}二次方微米；新霸37井一次放空2.5米，漏失泥浆164立方米。

3.沙四段砂岩为孔隙储集层

储集岩为厚层块状细砂岩，分选性差，泥质胶结。76块样品分析平均孔隙度为17.7%，渗透率110×10^{-3}二次方微米。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

钻井、试油及开发资料表明有三种油藏类型，奥陶系为山坡块状油藏；寒武系为山腹层状油藏，如霸7、88井馒头组、府君山组油藏；下第三系为断块油藏，如霸41井等沙四段油藏。

2.流体性质

详见表10-18。

表 10-18 南孟油田流体性质表

分类 层位	原油性质						天然气性质					地层水性质		
	相对密度	粘度50°C(mPa·s)	含蜡(%)	含硫(%)	含胶质+沥青质(%)	凝固点(°C)	相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷以上(%)	N_2+CO_2(%)	Cl^-(mg/L)	总矿化度(mg/L)	水型
沙四段	0.8258	5.37	21.39	0.079	7.83	35	0.16733	86.7	3.41	5.78	4.12	1446	3161	$NaHCO_3$
奥陶系	0.8233	9.75	15.55	0.064	8.0	35	0.6563	83.76	2.1	1.53	12.59	1458	3524	$NaHCO_3$
馒头组	0.7970	2.38	12.71	0.059	5.03	20	0.6787	77.3	1.09	0.97	20.65	2146	3823	$CaCl_2$
府君山组	0.8257	2.8	10.22	0.051	6.27	21	0.7246	77.88	1.54	3.38	17.19	1322	3113	$NaHCO_3$

五、开发简况

1976年10月～1977年10月各油藏先后投入开发。现简要介绍府君山组和奥陶系油藏。

1.府君山组油藏

本油藏1976年10月试采，1977年5月正式开发，到1984年底油藏日产水平为63吨，累计采油35.09万吨，采油速度2.85%，综合含水为39.5%，油藏总压降为6.4×10^{-3}❶兆帕。开发效果较好(图10-14)。

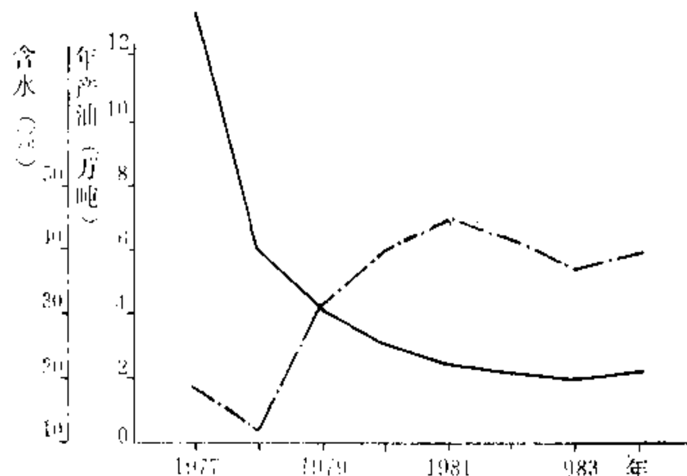


图 10-14 南孟油田府君山组油藏开采曲线图

2.奥陶系油藏

❶ 为1984年11月数据。

本油藏于1977年4月开发，先后有生产井4口。日产水平最高为561吨。1979年5月开始注水，1980年综合含水上升到78.4%，日产量降为50吨。1981年油藏进入高含水低产阶段。到1984年底，含水92%，采油速度0.34%，油藏压力保持在原始地层压力附近，累计采油30.73万吨(图10-15)。

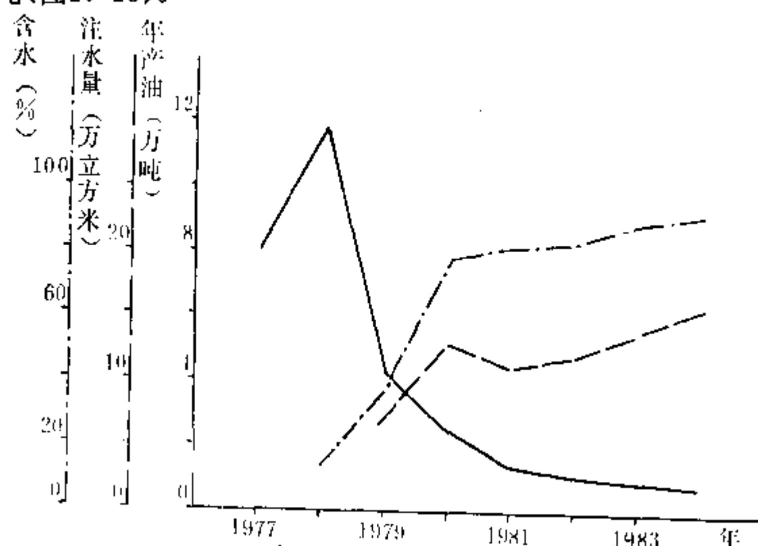


图 10-15　南孟油田奥陶系油藏开采曲线图

V、顾辛庄油气田

一、概况

顾辛庄潜山油气田位于霸县东北部，产层为奥陶系。发现井霸21于1979年5月获得高产油气流。到1984年底已完井4口，进尺1.4万米，取芯井1口，取芯进尺17.45米，岩芯长5.77米，收获率33.1%。已试油井两口，均见工业油气流，尚未开发。

二、构造位置及圈闭

顾辛庄潜山位于霸县潜山断阶带低台阶，北西以断层与龙虎庄潜山相分隔，东南以断面向霸县凹陷倾伏。北翼保留有石炭-二叠系，奥陶系顶深3200米，闭合面积4平方公里，闭合度350米(图10-16)。

三、储集层

储集层为奥陶系峰峰组与马家沟组碳酸盐岩。由于本潜山夹持于断层之间，构造缝比较发育，按电测资料解释，裂缝段占地层厚度的34.3%。而任北等地区，在相同层位的裂缝段占地层厚度不足26%。储集空间主要为构造裂缝及溶蚀孔洞。

四、油气藏类型及流体性质

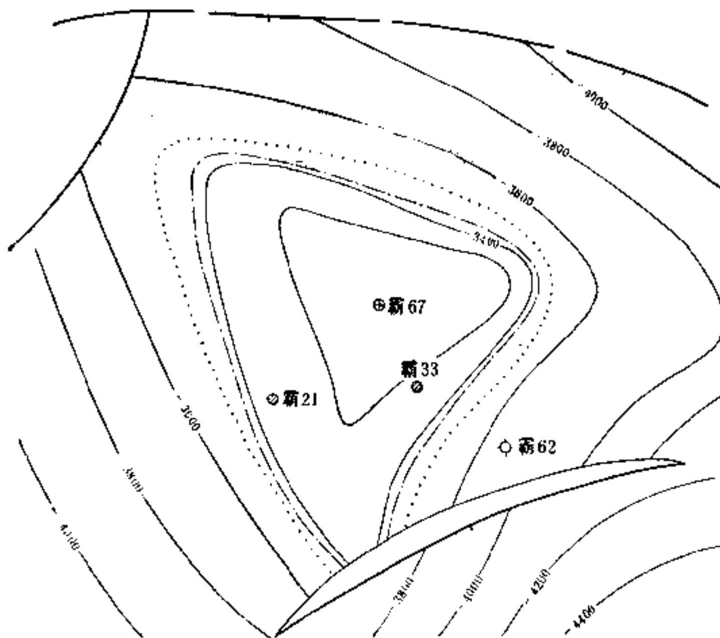
1.油气藏类型

根据声波测井曲线、试油及霸21井1979年11月～1982年6月试采资料综合分析，认为油气藏类型属山腹块状凝析气藏，其油气界面为3421米，气顶高216米，凝析油水界面3484米，凝析油柱高63米。

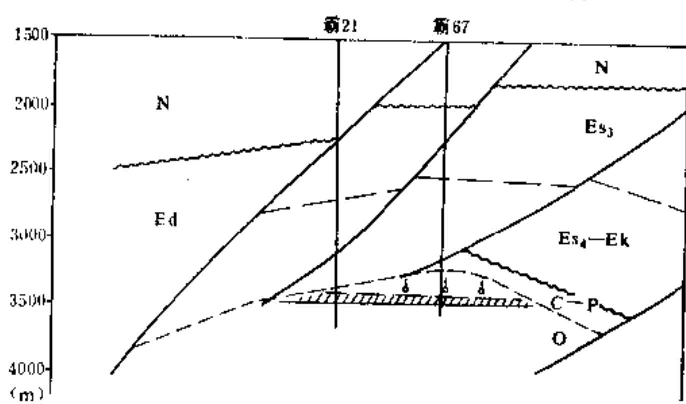
2.流体性质

原油相对密度0.7974，粘度1.13毫帕秒，含蜡12%，胶质加沥青质0.93%，300℃馏份76.3%。表明为凝析油。

奥陶系顶构造图



霸21—霸67井油藏剖面图



油层综合柱状图

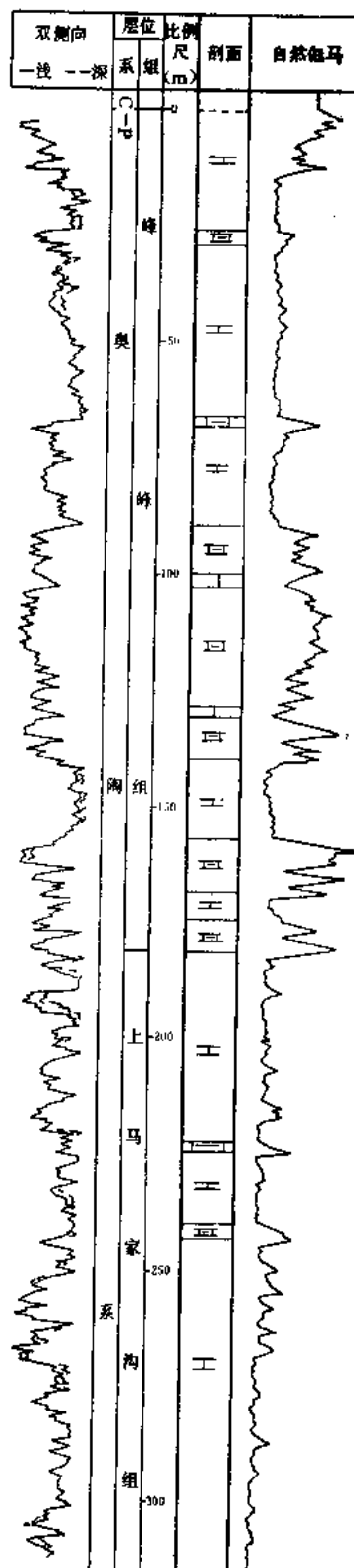


图 10-16　顾辛庄油气田综合成果图

天然气甲烷含量88.18%，重烃7.54%。凝析油含量为175克/立方米，属凝析气藏。

VI、苏桥油气田潜山油气藏

一、概况

本油气藏位于霸县与文安两县毗邻地区，包括四个油气藏。发现井苏1井于1982年11月获得工业油气流。潜山油气藏范围内已完钻井17口。正在详探尚未开发。有关数据详见表10-19。

表 10-19 苏桥油气田基础数据表

山头	层位	已钻井	构造要素			油气界面(m)		油水界面(m)	
			顶深(m)	闭合度(m)	圈闭面积(km^2)	深度(m)	气柱高(m)	深度(m)	油柱高(m)
苏4	O	3	4450	750	24.	4954	504	5028	74
苏1	O	5	3800	500	7.5	4206	406	4320	114
苏6	O	1	3821	550	8.3	4012	191	4400	388
苏20	C—P	8	3350	300	3.7				
合计		17							

二、构造位置及圈闭

苏桥潜山带在文安斜坡中段，是由正向和反向正断层组合成的一个地垒状潜山带。形成圈闭的关键是在斜坡上倾部位有一条古老反向大断层，其下降盘保留有厚层石炭-二叠系及中生界泥质岩，构成上倾方向的油气封堵层(图10-17)。盖层为石炭-二叠系。内幕构造为一被断层切割的北西倾单斜。

三、储集层特征

储集岩类有奥陶系碳酸盐岩及上二叠系砂岩。

1.奥陶系碳酸盐岩储集层

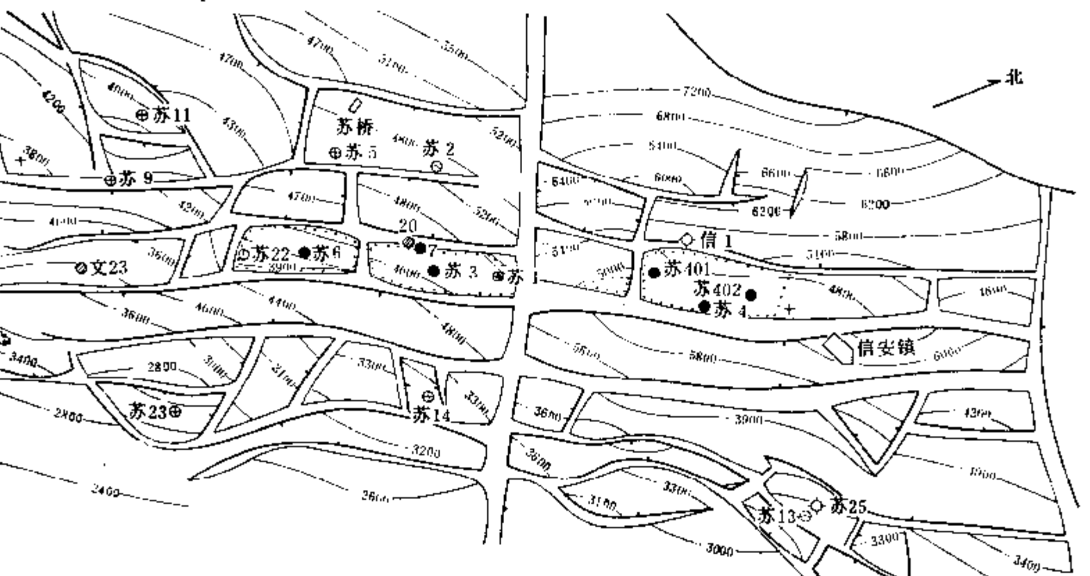
储集层位为峰峰组及马家沟组，储集空间主要为裂缝。储集物性差，钻井过程中未见放空，仅见少量的渗漏。

裂缝发育与距断层远近有密切关系，如位于东西向和北东向断层交汇部位的苏1井，裂缝发育，据电测资料解释裂缝段占地层厚度的24%；远离断层的苏3井，裂缝段仅占地层厚度的18%。孔隙度变化大，为4.6(苏4井)～8.65(苏402井)%，渗透率用压力恢复曲线计算，苏1井为$2.3\sim4.1\times10^{-3}$二次方微米；苏4井则小于0.98×10^{-3}二次方微米。

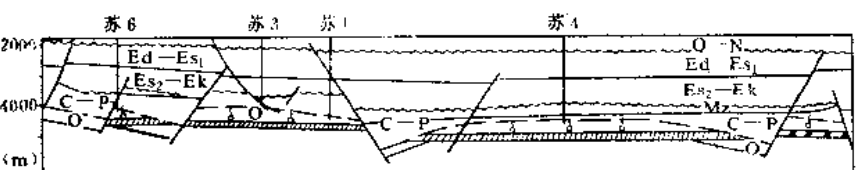
储集层划分，按电测资料解释为“裂缝段”者划为储集层，苏4井山头储集层平均厚度24.2米，苏1井山头平均为56.1米；苏6井山头平均为71.1米。

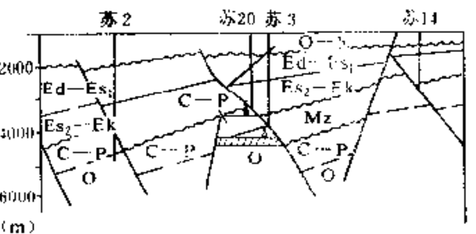
2.上二叠统砂岩储集层物性较好

砂岩孔隙度14.9～19.2%，平均16.7%；渗透率为$29\times10^{-3}\sim400\times10^{-3}$二次方微米，平均$220\times10^{-3}$二次方微米。储集层厚度大，按电测资料解释，Ⅰ类储集层厚度为20米。









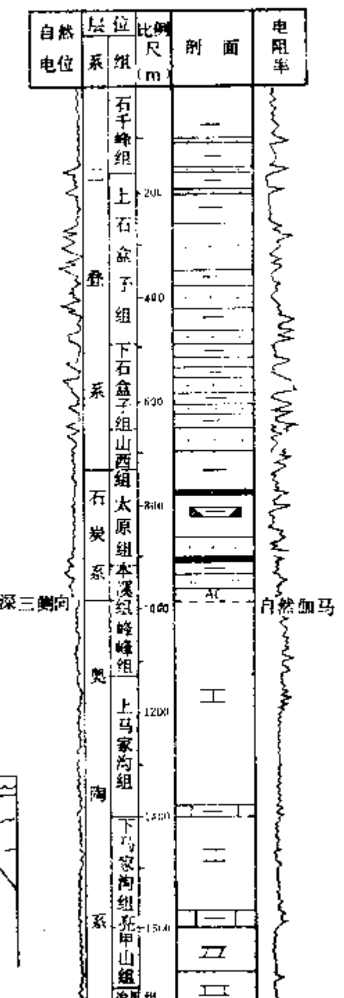


图 10-17 苏桥油气田综合成果图

四、油藏类型及流体性质

1.碳酸盐岩油气藏为山腹块状油气藏，具有统一的油水或油气界面。

苏4井奥陶系潜山气藏，仅完钻1口井，资料甚少。用三种天然气组分分析方法进行判断，均确定为凝析气藏。这三种方法计算式如下：

方法一：$Z=\frac{C_2}{C_3}+\frac{C_1+C_2+C_3+C_4}{C_5^+}$

方法二：$A=\frac{C_5+C_5^+}{C_2+C_3+C_4}$

方法三：$N=\frac{iC_4}{nC_4}$

计算过程中共用9个气样分析数据，其结果如表10-20。

表 10-20 苏4井凝析气藏判断依据表

预测方法 \ 划分类别		气藏	凝析油藏	有凝析油环或小油环凝析气藏	轻质油藏	油藏
方法一	标准界线	>450	80~450	15~80	2.5~15	<1
Z	样品数据区间	1号气样	3~9号气样	2号气样		
方法二	标准界线		<0.2	0.2~0.9		
A	样品数据区间		1~9号气样			
方法三	标准界线	1.1~1.4	0.9~1.0	0.5~0.8		
N	样品数据区间		1号气样	2~7号气样		

另根据电测、试油资料确定，天然气与凝析油界面为4954米，气柱高504米（4450~4954），凝析油与水界面为5028米，凝析油柱高74米(4954~5028)。

苏1井潜山油气藏到1984年底已完钻井5口，多种资料均表明为带气顶油藏。根据录井、电测、试油资料综合分析，确定油气界面为4206米，油水界面为4320米。

苏6井潜山油气藏，完钻井1口，油气界面4012米，气藏高度191米(3821~4012)，油水界面为4400米，油藏高度388米，属气顶油藏。

三个油气藏的流体性质见表10-21，从表中也可看出苏4井潜山为带凝析油垫的凝析气藏，而苏1、苏6为带气顶油藏。

2.苏20井上二叠系砂岩气藏，位于苏1井奥陶系潜山油气藏之上(图10-17)。已钻井8口，5口井中钻遇石炭-二叠系。根据试油及流体性质分析，认为属层状凝析气藏。从试油情况看，苏20井于3342~3392.4米井段试油，日产油104吨，天然气21.9万立方米，油气比高达2105立方米/吨；从原油性质来看，相对密度0.774，粘度(50℃)1.2毫帕秒，凝固点-5℃，含蜡3.99%，胶质加沥青质为0.96%，应当属凝析油；天然气甲烷含量低，为76%，重烃高达20%。

表 10-21 苏桥油气田流体性质表

油藏名称	类型	原油性质：相对密度	粘度50°C (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	含胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)
苏4	凝析气藏	0.7970	0.78	5.1	0.02	1.8	-4	57
苏1	气顶油藏	0.867	8.07	15.84	0.11	11.71	37	
苏6①	气顶油藏	0.8615	6.12	12.46	0.11	11.11	33	

油藏名称	类型	天然气性质：相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷以上 (%)	N_2+CO_2 (%)	地层水性质：Cl^- (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
苏4	凝析气藏	0.66	83.2	11.7			6425	14797	$NaHCO_3$
苏1	气顶油藏	0.6575	84.63	13.42		2.82	8561	15641	$NaHCO_3$
苏6①	气顶油藏	0.715	79.42	17.89					

①为试油时的分析数据。

从地层水化学性质分析，与下伏奥陶系油气藏是分隔的，其总矿化度为7630毫克/升，仅为奥陶系水总矿化度数值的一半。

VII、鄚州油田

一、概况

鄚州油田位于河北省任丘县于村公社前王约村附近。1976年7月开始钻探，1978年7月于鄚2井首获工业油流，截至1984年底共完钻13口井，包括沙三段及雾迷山组两个油藏，雾迷山组油藏已经开发。已完钻井10口，进入潜山9口井其中取芯井1口（鄚9），取芯进尺47.37米，岩芯长20.54米，收获率43.4%，岩芯全部见油斑显示。对岩芯进行了岩石薄片、铸体、岩石化学、荧光薄片以及物性等五个项目612块次的分析化验。

二、构造位置及圈闭

鄚州油田位于任丘潜山带北段的鄚东潜山，该潜山处于霸县凹陷南部中心部位，南以鞍部和任丘油田相连。鄚10井断层将潜山分成两个山头，西山头高，峰顶在鄚21井附近，埋深3968米；东山头略低，峰顶在鄚10井附近。以4500米等深线计算，圈闭幅度350米，闭合面积4.3平方公里，西坡为断面，坡度角40°左右，东坡为剥蚀面，坡度角20°左右。

内幕构造为一东倾单斜，高点与潜山高点相吻合，地层倾向100°，倾角45°左右，走向15°。潜山之上形成下第三系于庄披覆构造，高点深度3400米，闭合度200米，圈闭面积9.8平方公里见（图10-18）。

三、储集层特征

1.储集层划分

根据表6-8储集层电性标准划分了鄚3井潜山油藏6口井的储集层，见表10-22。

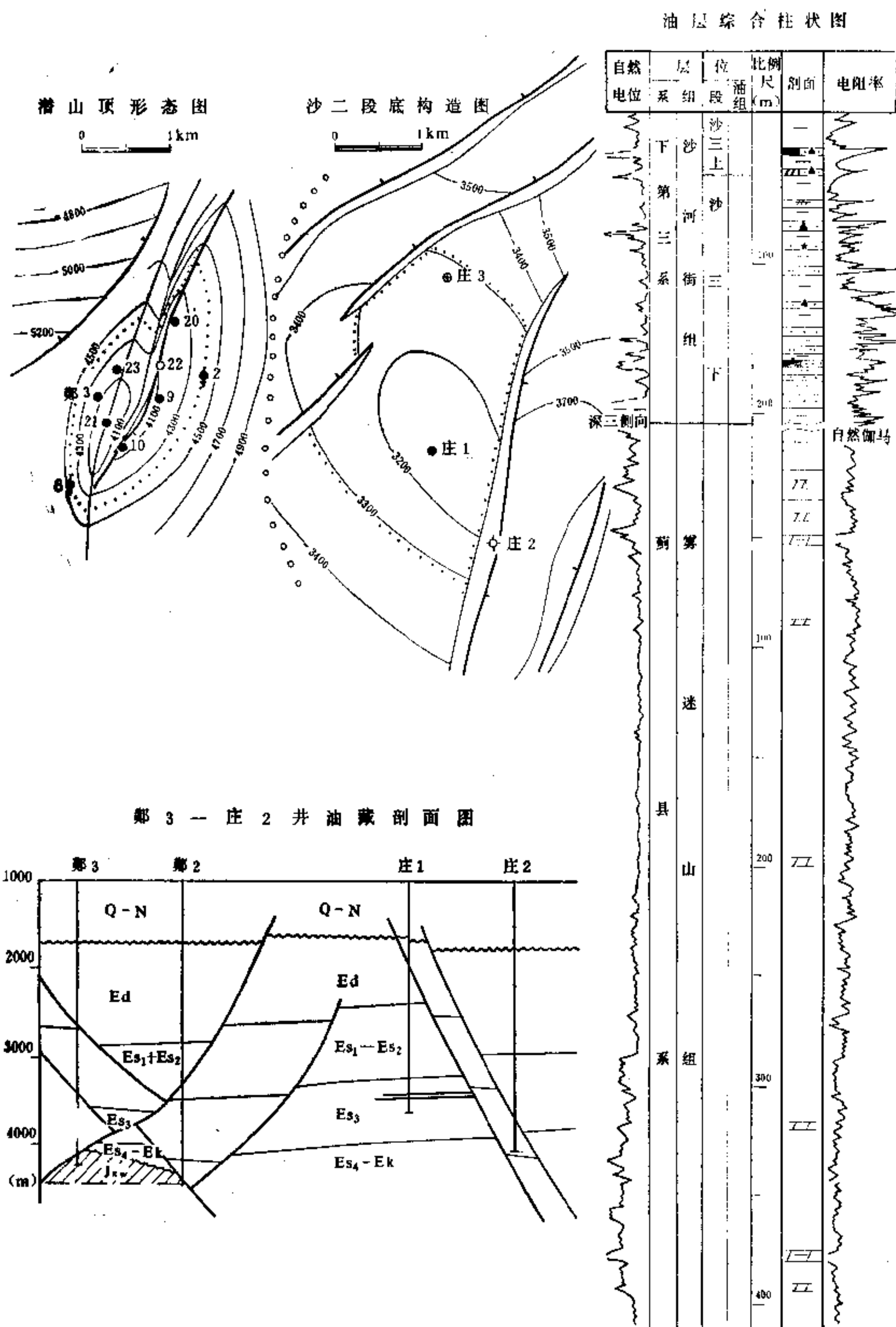


图 10-18 郑州油田综合成果图

表 10-22　鄚州油田雾迷山组储集层划分表

油组＼类别	Ⅰ类		Ⅱ类		Ⅲ类		累计
	厚度（m）	占地层厚%	厚度（m）	占地层厚%	厚度（m）	占地层厚%	厚度（m）
一	0	0	50	87.72	7	12.28	57
二上	129	23.16	380.4	68.29	47.6	8.55	557
二下	18.6	8.23	109.4	48.41	98	43.36	226
三	29.6	37.08	36.0	45.12	14.2	17.8	79.8
合计	177.2	19.27	575.8	62.6	166.8	18.13	919.8

2.储集层物性

按岩芯分析，雾迷山组的孔隙度大直径岩芯70块平均值为3.1%，小直径岩芯130块平均值为2.8%；渗透率大直径岩芯61块平均值为9.3×10⁻³二次方微米，小直径岩芯90块平均值为5.1×10⁻³二次方微米。根据岩芯观察、薄片鉴定及钻井放空、漏失等综合分析，岩石基质孔隙不发育，主要储集空间是裂缝及溶蚀孔洞，为溶洞—裂缝型储集层。

沙三段储集层为砂岩，据岩屑分析孔隙度为16%，单层厚度小，一般为2～3米。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

潜山油藏为山头块状油藏，具有统一的油水界面，根据电测录井及多口井试油确定，原始油水界面为4410米。

沙三段油藏为断鼻构造—岩性油藏，庄1井油层与庄3井油层并不连通，两口井油层均呈透镜状分布。

2.流体性质

潜山与第三系流体性质近似，潜山油藏由于埋藏深，天然气中CO_2及N_2含量比较高，详见表10-23。

表 10-23　鄚州油田流体性质表

代表层及井位	原油性质							天然气性质					地层水性质		
	相对密度	粘度50°C（mPa·s）	含蜡（%）	含硫（%）	含胶质+沥青质（%）	凝固点（°C）	初馏点（°C）	相对密度	甲烷（%）	乙烷（%）	丙烷以上（%）	N_2+CO_2（%）	Cl^-（mg/L）	总矿化度（mg/L）	水型
鄚3井 Jxw	0.8541	12.66	24.08	0.07	13.6	37	132	0.8332	66.15	2.6	4.67	26.83	5098	8875	$NaHCO_3$
庄1井 Es_3	0.8749	31.1	29.3	0.26	18.9	35	105						2593.2	4682.5	$NaHCO_3$

五、开发简况

潜山雾迷山组油藏1979年5月投入开发，到1984年12月已累计产油140.10万吨，采油速度为2.2%，油藏综合含水仅为1.3%，油藏总压降为7.7×10^{-1}兆帕。该油藏的开发过程可分为二个阶段（图10-19）。1979年9月前为弹性水驱阶段，生产井两口，日产水637吨；1979年9月开始注水，进入人工水驱开采阶段，生产井增至6口，日产水平795吨，采油速度2.33%。1984年9月进行停注试验，结果压降快，产量递减大，含水上升明显，很不成功。实践证明月注采比保持在0.88以上比较相宜（图10-19）。

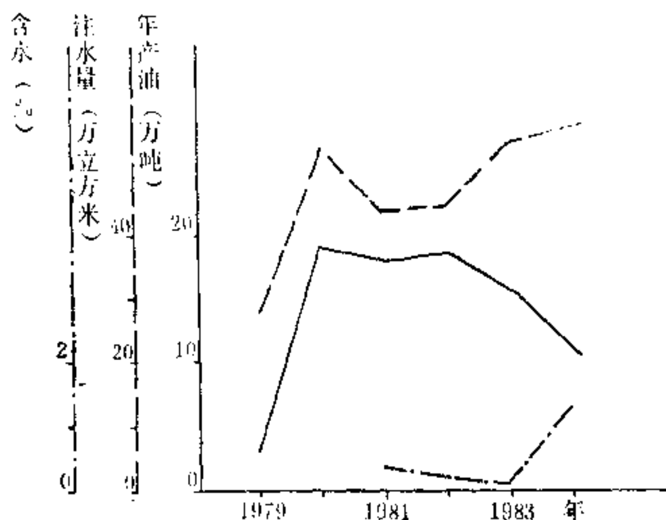


图 10-19 鄚州油田雾迷山组油藏开采曲线

VIII、雁 翎 油 田

一、概况

雁翎油田位于安新与任丘两县毗邻地区，在白洋淀南岸。构造上属饶阳凹陷西斜坡。1977年10月发现，淀2井首获高产油流。到1984年底共计完钻井59口。已试油井49口，正试待试井5口，其它井5口；在试油中获工业油流井40口，低产油井2口，出水井7口；有取芯井5口，总进尺136.91米，岩芯长97.53米，平均收获率71.24%，先后进行了孔隙度、岩石薄片及岩石化学等分析共计1081块次和少量压汞、相渗透率分析。

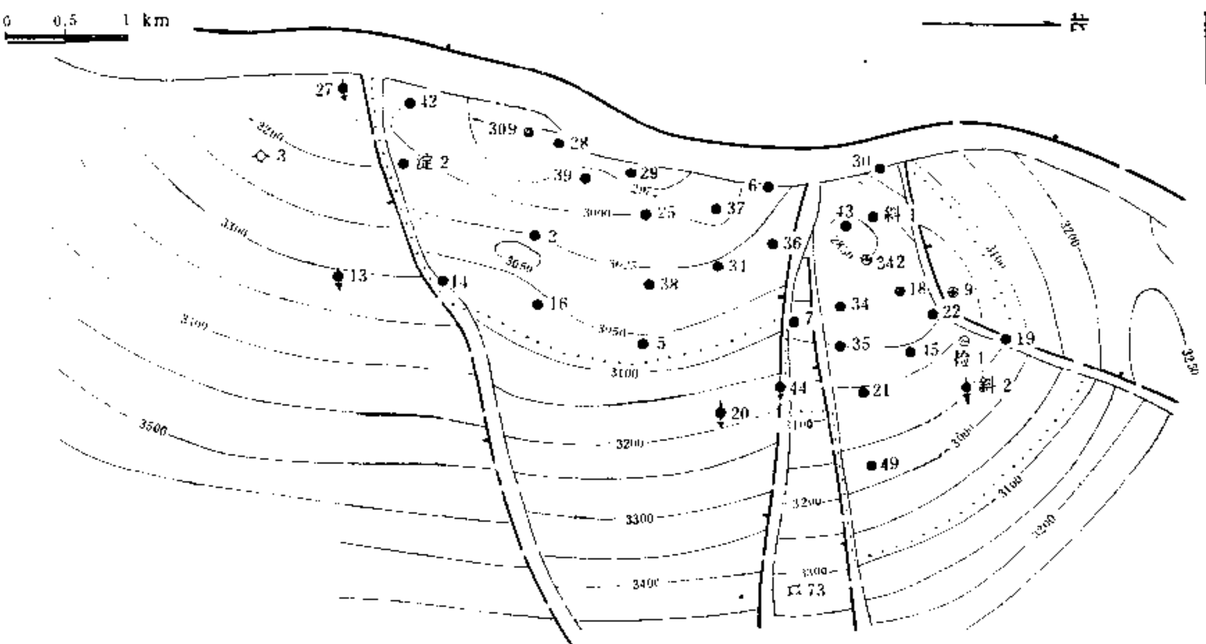
二、构造位置及圈闭

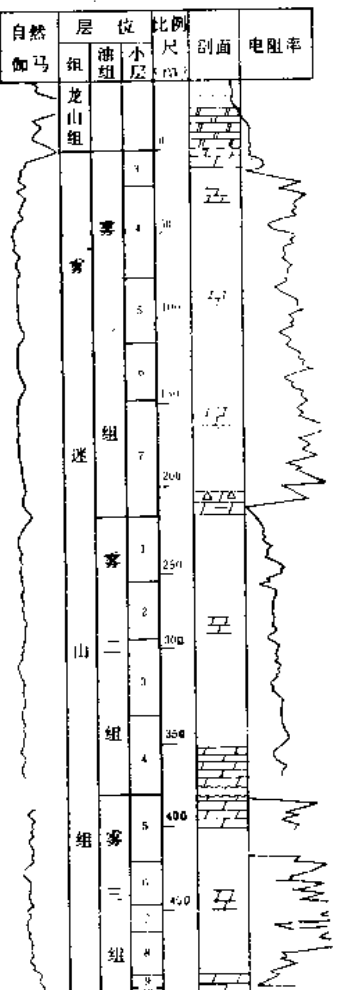
雁翎油田位于高阳低凸起北部倾没端，雁翎潜山群的白庄子潜山。东北与饶阳凹陷鄚西洼槽相连，西以白庄子断层与刘李庄油田分隔。潜山走向北东15°，南北长7.5公里，东西宽2～2.5公里。按3200米等深线计，闭合面积13平方公里。山坡东缓西陡，东侧坡度角为10～15°，西侧为断面，坡度角45°，呈不对称的单面山。包括两个山头，南山头低，埋深2967米，闭合度233米；北山头高，埋深2843米，闭合度357米。

内幕构造为一由南西向北东倾没的鼻状构造，轴向北东20～25°，地层倾角7～10°，西侧被北北东向的白庄子断层切割，内幕高点在雁3井以南。潜山内有断层11条，其中4条延伸到第三系，为继承性断层，其余7条为未断开潜山面的内幕断层。断层走向可分北东向、北西向、东西向及北北东向四组，其中以北北东向断层规模最大，如白庄子主断层，断距达1000米，这些断层相互交切，对潜山及下第三系油藏有明显的控制作用（图10-20）。

三、储集层

组成潜山的地层，上部为龙山组，厚34米，分布在山头北端。最老地层为雾三油组，分布在山头南端，其余广大地区分布雾一、二油组。经与任丘、霸县地区对比，在雾一、





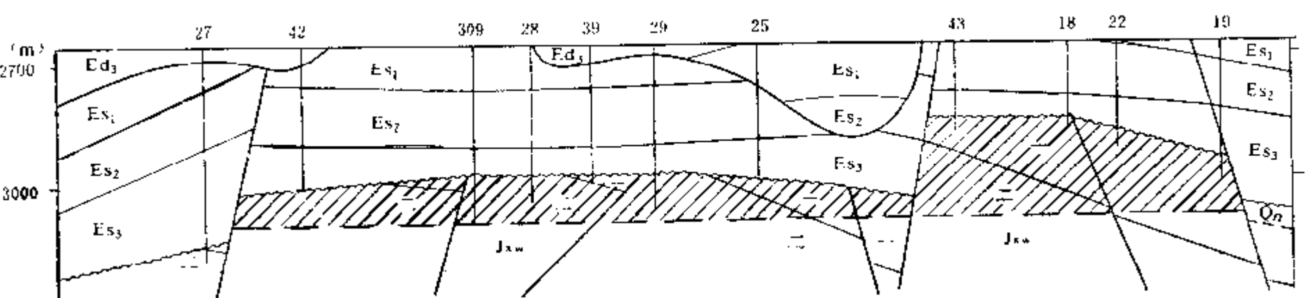


图 10-20 雁翎油田综合成果图

二油组内进一步划分出9个小层，详见表10-24。

对本区30口钻遇潜山地层的井进行储集层划分，雾一组3、4、6、7小层为Ⅰ类储集层，5小层为Ⅱ类储集层，一油组Ⅰ类好储集层占地层厚度的25.8%，Ⅰ+Ⅱ类储集层占地层厚度75.1%。雾二油组1、3、4小层为Ⅱ类储集层，2小层为Ⅰ类储集层，全油组Ⅰ类储集层占地层厚度27.8%，Ⅰ+Ⅱ类储集层占地层厚度67.7%。两油组累计Ⅰ+Ⅱ类储集层厚度占地层总厚度的72.5%，余27.5%为非储集层。

表 10-24　雁翎潜山地层划分表

地层		厚度	油组厚度	累计厚度
组	小层	(m)	(m)	(m)
龙山组		34	34	
雾一组	3	44		
	4	53		
	5	39		
	6	33		
	7	67	236	
雾二组	1	42		
	2	32		
	3	38		
	4	50	162	432

从平面分布看，沿断层的上升盘及断裂的交汇处储集层发育，储集层厚度占地层厚度的75%以上。

储集岩性有泥晶白云岩、角砾状白云岩、层纹藻白云岩、藻燧石白云岩、砂粒屑白云岩及粉一细晶藻团粒白云岩等。储集空间类型有粒间孔、藻腔藻架孔、鸟眼孔、晶间孔、粒间、角砾间溶孔及各种构造缝、溶蚀缝洞、缝合线等，它们彼此穿插，相互沟通，构成潜山储集体，但主要储集空间是构造溶蚀缝、顺缝溶蚀孔洞以及角砾间溶蚀孔洞。物性数据如表10-25。

表 10-25　雾迷山组物性分析数据表

有效孔隙度（%）		渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)		总有效缝洞
大直径岩芯	小直径岩芯	大直径岩芯	小直径岩芯	面孔率(%)
1.55	1.16	19	1.5	1.56

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

雁翎雾迷山组油藏为山头块状油藏，具有以下特点：

（1）具有统一的油水界面　根据录井、试油、电测解释，原始纯油底面为3087米，纯水顶面为3102米，油水过渡带厚15米。

（2）具有统一的压力系统从五口井的测压资料看，压力系数基本相同，为1.013。

2.流体性质

流体性质具有原地弱氧化特点，其氧化程度比任丘油田雾迷山组油藏高。如胶质加沥青质含量高达34.8～38.75%（任丘为26.45%），伴生气中N_2及CO_2含量高，分别为14.52%和24.2%（任丘分别为7.43%和21.75%），地层水矿化度比任丘低，<3000毫克/升（任丘为3795毫克/升），详见表10-26。

五、开发简况

本油田于1977年10月发现，11月投入开发，到1980年底经历了投产、高速开发及产量

表 10-26 雁翎油田雾迷山组流体性质表

原油性质	相对密度	0.8941	天然气性质	比重	0.8668	地层水性质	Cl^-(mg/L)	1341
	粘度50°C (mPa·s)	104.6		甲烷(%)	59.06		总矿化度 (mg/L)	2943
	含蜡 (%)	14.5		乙烷(%)	1.05		水型	$NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.39		丙烷以上 (%)	1.15			
	含胶质+沥青质 (%)	35.8		N_2+CO_2 (%)	38.76			
	凝固点 (°C)	39						
	初馏点 (°C)							

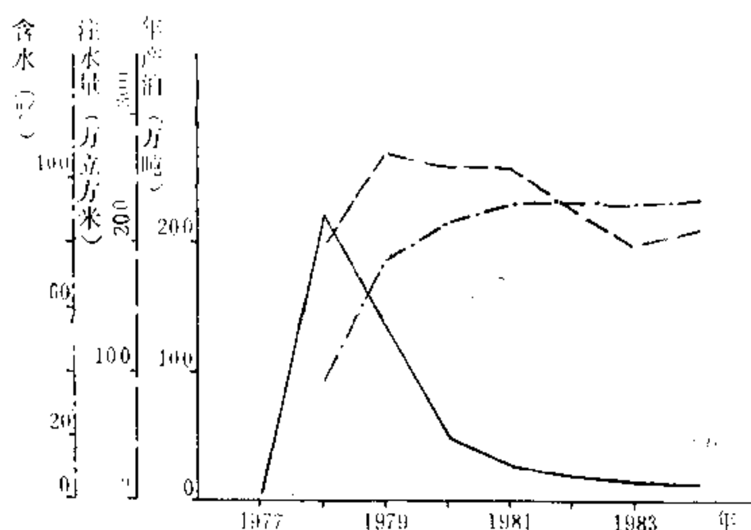


图 10-21 雁翎油田雾迷山组油藏开采曲线图

迅速下降等阶段，目前已进入开发收尾阶段。1984年底油藏综合含水高达93.4%，累计采油477.55万吨，采油速度为0.5%(图10-21)。

开发过程分以下四个阶段：

1.油藏投产阶段（1977年11月～1978年2月）。生产井数由1口增至7口，日产水平由191吨提高到3319吨，采油速度由0.24%增加到4.22%，总压降为2.45×10^{-1}兆帕，综合含水由2.2%升至17.4%，没有无水开发期。

2.高速开发试验阶段（1978年2月～1978年10月）。在这个阶段中，油田生产井由7口增加到26口，采油速度保持在9.0%以上，综合含水由17.4%上升到26.6%，26口生产井中有21口井见水。含水上升快，产量递减更快，含水每上升1%产量递减1.74%。

3.产量迅速下降阶段（1978年10月～1980年12月）。生产井由26口增加到34口，采油速度由9.04%降至1.24%，综合含水由26.6%升至86.3%，日产量由7112吨降到970吨，含水每上升1%产量递减1.45%。

4.油藏开发收尾阶段（1981年～1984年底）。生产井由34口增加到37口，采油速度由

1.24%降至0.5%，综合含水由86.3%升至93.4%。

IX、八里庄地区各油田

一、概况

八里庄地区各油田位于河间县八里庄—薛庄一带，包括三个油田四个油藏，计为八里庄、薛庄、八里庄西三个潜山油田及薛庄东营组油藏（图9-16）先后发现于1976年6月、1977年9月及1978年1月、3月。到1984年底全区共有完钻井40口（表10-27）。取芯井12口（八里庄西1口、薛庄4口、八里庄5口及薛庄东营组油藏2口），潜山取芯进尺89.44米，岩芯长40.848米，收获率45.7%，含油岩芯长21.66米。东营组取芯进尺90.81米，芯长89.81米，收获率为98.1%（表10-28）。

表 10-27 八里庄地区分油田钻井数据表

油田		总井数（口）	生产井数（口）	注水井数（口）	观察井数（口）	其它井数（口）
八里庄西		12	8	2	2	
薛庄	Jxw	6	3		3	
	Ed	14	5			9
八里庄		8	4	1	1	2
合计		40	20	3	6	11

表 10-28 八里庄地区分油田取芯数据表

油田名称	取芯层位	取芯进尺（m）	取芯长度（m）	收获率（%）	含油岩芯长（m）
八里庄	ϵ_1f，Qnj，Jxw二	51.83	24.31	46.9	16.71
薛庄	ϵ_1f，Jxw3二	24.23	6.688	27.6	1.49
	Ed_3	90.81	89.81	98.1	
八里庄西	Jxw六	13.38	9.85	73.6	3.46
合计		180.25	130.658	72.5	21.66

三个油田的产层主要为雾迷山组，薛庄油田还有东营组。本区自1977年9月开始先后投入开发，到1984年底累计采油379万吨。

二、构造位置及圈闭

本区这三个油田位于八里庄潜山带的中、西段

（东段为八里庄东潜山）。北、西、南分别与马西、任南、河间西凹槽相连，西北端以鞍

部与任丘油田相望。潜山带从北西向南东依次抬升，形成由低到高的四个山头（图9-14），各山头走向为北北东。两翼不对称，西北坡陡东南坡缓。低山头八里庄西潜山，西北翼坡度角30～35°，南东翼坡度角为20～25°，山顶埋深约3700米，圈闭面积6.5平方公里。中山头薛庄潜山，北西侧被断层切割，坡度角为30°，东南翼坡度角为22°，山顶埋深2820米，圈闭面积1.0平方公里。高山头八里庄潜山，西北翼坡度角30°，南翼坡度角25°，山顶埋深2460米，圈闭面积5.5平方公里。

八里庄与薛庄间有大断层。位于薛庄潜山顶面的下降盘东营组有一逆牵引构造（图10-23），形成了复式油气藏。

内幕构造：八里庄、薛庄潜山为穹窿背斜（图10-22、图10-23）。八里庄背斜北东走向，地层倾角18～28°，高部位在马41井一带，闭合幅度480米，闭合面积8.4平方公里。薛庄背斜近南北走向，地层倾角顶缓翼陡，顶部13～15°，翼部20～28°。高点位于马71井，闭合度250米，闭合面积1.2平方公里。八里庄西潜山内幕构造为单斜（图10-24），地层走向为15°，倾向105°，倾角30°。

本区潜山内有五条断层，除东部主断层是长期活动的同生大断层外，其余四条均为老断层，在下第三系沉积前已停止活动。

三、储集层

本区钻井揭开潜山雾迷山组第二油组第8小层至十油组第2小层，各油组剖面不连续。划分结果如下：Ⅰ类好储集层有雾二、三、四、五、七油组，Ⅱ类差储集层有雾九和十油组，Ⅲ类非储集层有雾六、八油组。根据马检1井岩芯物性分析，大直径岩芯孔隙度2.79％（40块），小直径岩芯孔隙度1.81％（11块），大直径岩芯渗透率100×10^{-3}二次方微米，小直径岩芯渗透率20×10^{-3}二次方微米（11块）。

根据压力恢复曲线计算，有效渗透率变化较大，其中薛庄潜山油藏最好，为$231.6\times10^{-3}\sim267.5\times10^{-3}$二次方微米；八里庄油藏次之，为$138\times10^{-3}$二次方微米；八里庄西油藏最差，为$128\times10^{-3}$二次方微米。

东三段储集层主要为灰色粉砂岩，孔隙度一般23％，渗透率一般为$59\times10^{-3}\sim250\times10^{-3}$二次方微米。按沉积旋回与含油特点进而划分为四个油层组24个小层，在剖面上以Ⅰ、Ⅱ油组为最好，Ⅰ类油层厚度占油层总厚的75％，平面上Ⅰ、Ⅱ断块的Ⅰ类油层厚度占油层总厚度的86.6％（图10-23）。

四、油藏类型及流体性质

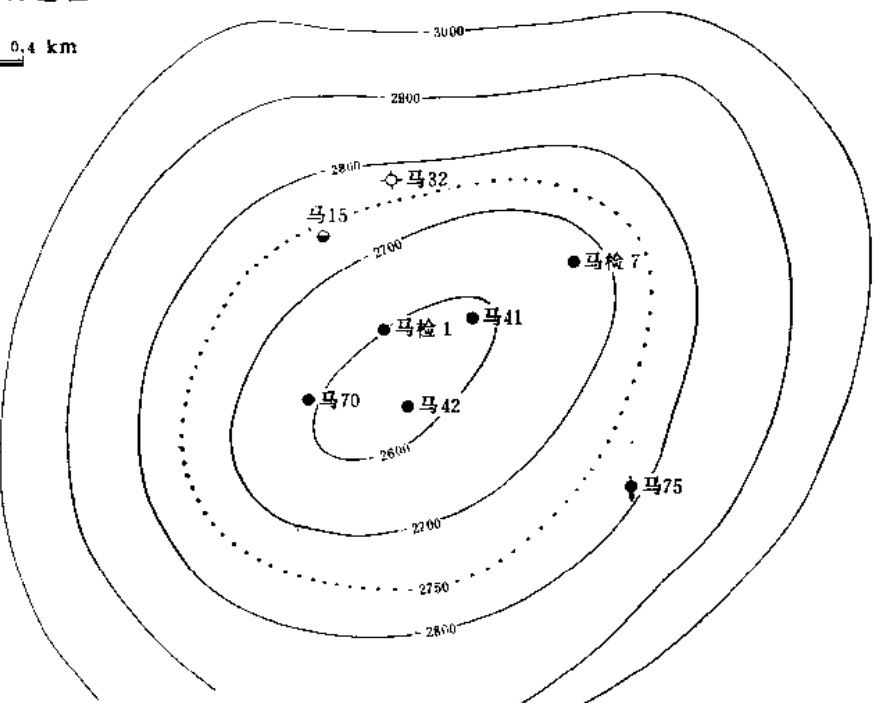
1.油藏类型

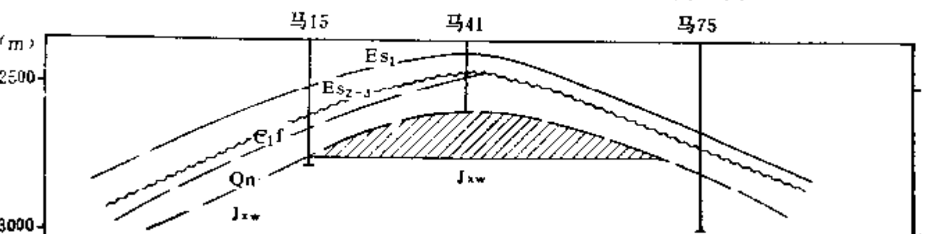
八里庄地区三个油田四个油藏组成了一个复式油气藏序列（图9-14），包括山头、山腹及下第三系逆牵引油藏。八里庄西及薛庄为山头块状油藏，下第三系不整合面之下潜山总体含油。八里庄为山腹块状油藏（图10-22、图10-23、图10-24）。

根据钻井、电测、试油及开发等资料确定，三个潜山油藏均具有各自的油水界面，八里庄西油藏为4050米，油柱高350米；薛庄雾迷山组油藏为3000米，油柱高180米；八里庄油藏为2750米，油柱高170米。薛庄东营组油藏为逆牵引背斜油藏（图10-23），又被五条断层切割成为六个含油断块，其中位于构造顶部的Ⅰ、Ⅱ断块含油最丰富。

2.流体性质

原油性质具有饶阳型特点，但由于埋藏深度的差异而略有区别，由北西低山头向南东





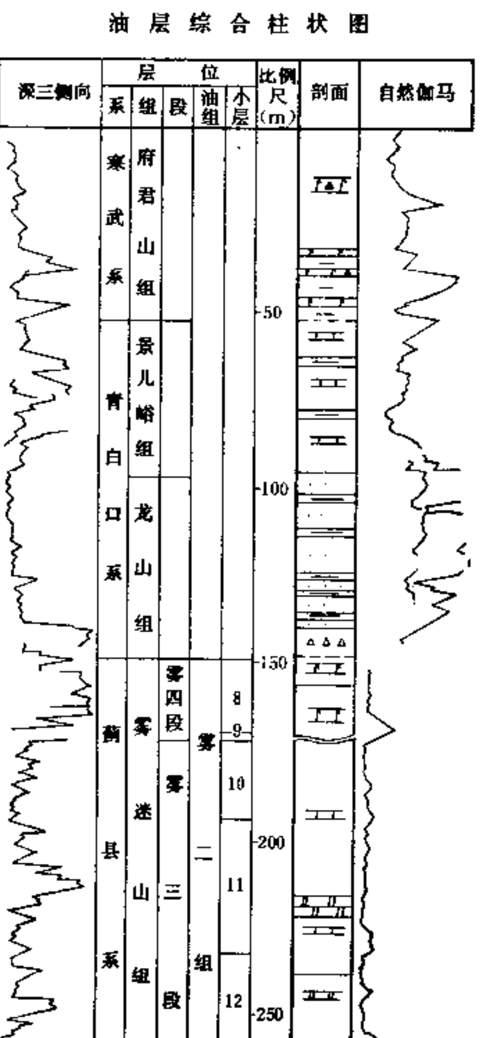


图 10-22 八里庄油田综合成果图

潜山顶面形态图

东三段Ⅱ油组底构造图

马 4 — 马 15 井油藏剖面图

油层综合柱状图

图 10-23　薛庄油田综合成果图

图 10-24 八里庄西油田综合成果图

高山头，原油性质变差。天然气为油田伴生气，甲烷含量低，分别为58～75%，地层水各潜山近似，但潜山与下第三系差别甚大，说明为截然分隔的两个系统，详如表10-29。

五、开发简况

1.八里庄油田

1977年9月投入开发，到1978年底为高速开采阶段，采油速度为2.71～3.5%，日产水平为364～443吨。两口生产井在投产2～4个月后相继见水，到1978年底综合含水为11.8%，含水上升1%产量递减1.11%。

油藏天然能量不足，每采出1%地质储量压力下降2×10^{-1}兆帕。于1978年10月开始注水，注水一个月后油田压力上升1.3×10^{-1}兆帕。至1984年底有生产井4口，日产油239吨，采油速度1.89%，累计产油86.83万吨，综合含水24.6%（图10-25）。

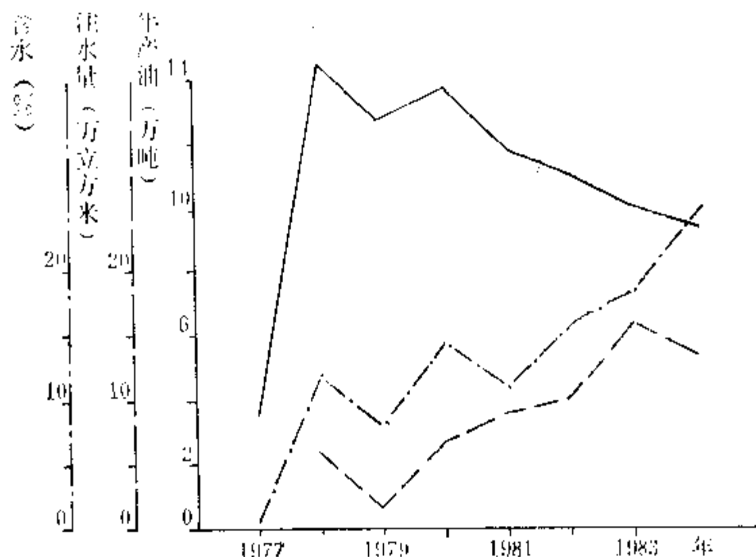


图 10-25 八里庄油田雾迷山组油藏开采曲线图

2.薛庄油田

（1）雾迷山组油藏 自1977年10月投入开发到1984年底，经历了高速开采阶段、控制采油速度开采阶段和产量缓慢递减开采阶段，累计采油94.63万吨，综合含水73.2%。有生产井3口，单井平均日产29.5吨，日产水平89吨，采油速度1.19%（图10-26）。

（2）东营组油藏 从1978年在71—1井首次获得工业油流后，用400米井距陆续钻探，到1984年底共计完钻井14口，其中有生产井5口，注水井1口，全部抽汲生产。平均单井日产量2.2吨，日产水平11吨，生产井已全部见水，综合含水46.3%。已累计采油2.89万吨，采油速度为0.26%。

3.八里庄西油田

自1978年投入开发以来，已经历了高速开采阶段和控制采油速度开采阶段，目前处于产量递减阶段。

1978年3月～12月为高速开采阶段，采油速度为2.75～4.76%，油藏天然能量不足，在此期间油藏压力平均月下降1.6×10^{-1}兆帕。1979年开始控制采油速度开采，到1982年底生产井由3口增加到8口，含水月上升仍＞1%，产量月递减仍为2%。

表 10-29 八 里 庄 地 区 各

油田		原油性质						
		相对密度	粘度50°C (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	含胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)
八里庄西Jxw		0.8533	12.37	17.3	0.14	22.46	33	97
蔚庄	Jxw	0.8872	42.53	12.75	0.21	29.7	35	125
	Ed	0.890	60.45	11.21	0.397	38.02	33	110
八里庄Jxw		0.8697	36.07	16.53	0.21	25.17	37	121

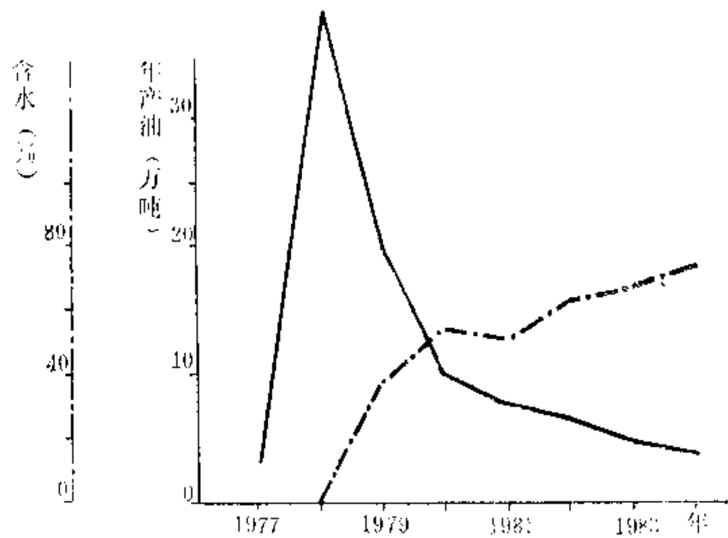


图 10-26 蔚庄油田雾迷山组油藏开采曲线图

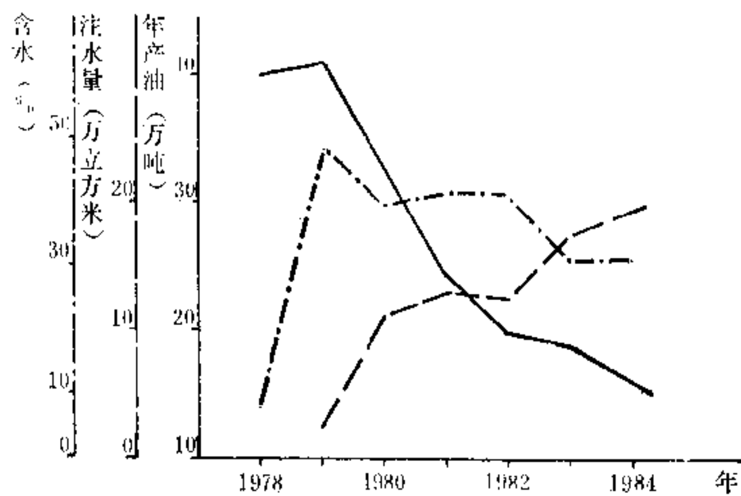


图 10-27 八里庄西油田雾迷山组油藏开采曲线图

油田流体性质表

天然气性质					地层水性质		
相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷以上(%)	N_2+CO_2(%)	Cl^-(mg/L)	总矿化度(mg/L)	水型
0.7644	75.06	6.95	9.95	7.71	2064	4448	$NaHCO_3$
0.9231	59.8	4.41	10.85	14.93	2377	4895	$NaHCO_3$
0.9199	59.62	3.55	7.88	28.94	900～16000	18927	$NaHCO_3$
0.9676	57.94	5.035	13.83	23.22	2304	5275	$NaHCO_3$

至1984年底，日产水平365吨，采油速度为1.1%，累计采油194.16万吨，综合含水49.4%（图10-27）。

X、河间油田

一、概况

河间油田位于河间县城关东南果子洼村，油田有两个油藏，1977年5月于马38井发现了高于庄组油藏，同年9月于间114井发现了东营组油藏。到1984年底高于庄组油藏完钻井12口，其中取芯井7口，取芯进尺104.68米，岩芯长22.54米，收获率21.5%，含油岩芯长19.55米。

东营组油藏完钻井50口，其中生产井22口，注水井8口，观察井1口。取芯井5口，取芯进尺283.72米，芯长261米，岩芯收获率91.98%，含油岩芯长87.66米，作各种分析化验442块次。

二、构造位置及圈闭

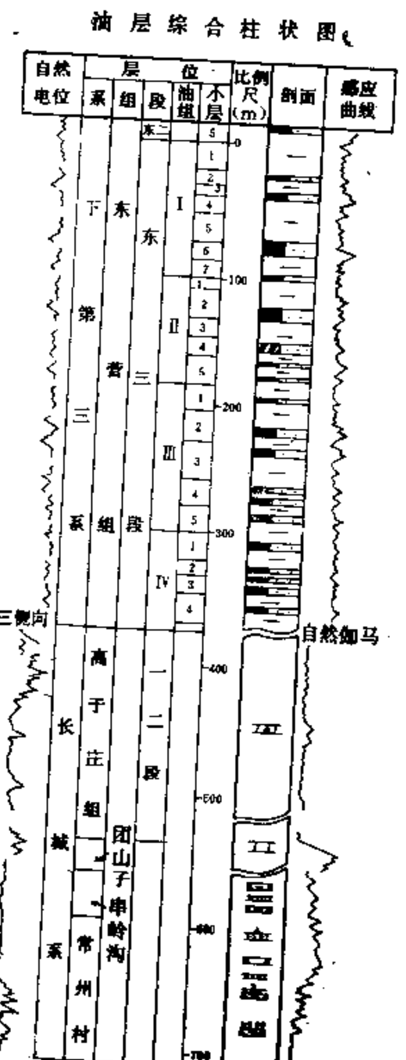
河间油田位于饶阳凹陷河间潜山带北段，东西两侧紧临河间西、河间东凹槽，南北与八里庄及留北潜山油田相邻。走向北东，西北侧被河间西大断层切割形成陡坡，坡度角40～50°。北、东、南三个方向地形平缓，坡度角17～22°，潜山面呈半圆丘形。长8公里，宽3公里，闭合度1000米，圈闭面积24平方公里，山顶位于马64井附近，埋深2294米（图10-28）。

按高于庄组底界构造图来看，内幕构造基本上为一走向70°，倾向160°的单斜。河间西断层是一条第三纪活动的大断层，断距大，潜山面断距大于5000米，全长可达85公里，在区内长10公里。走向从南往北由北北东20～30°转为北东60～70°，由于本断层在早第三纪晚期强烈活动，在其下降盘形成东营组逆牵引背斜（图10-28），有两个高点，闭合度100～130米，圈闭面积9.5平方公里。

三、储集层

高于庄组储集层，按岩芯观察为一套构造角砾状白云岩，砾间溶蚀孔隙发育，属似孔隙型的储集类型。潜山顶部储集层剩余厚度小，甚至缺失，向东南翼剩余厚度逐渐增加为150～180米，在横剖面上呈楔状体。

储集层物性比较好，孔隙度大直径岩芯为8.4～24.5%，小直径岩芯为4.5～23%。空



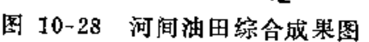


图 10-28 河间油田综合成果图

气渗透率大直径岩芯$8.9\times10^{-3}\sim4900\times10^{-3}$二次方微米，小直径岩芯为$1.9\times10^{-3}\sim600\times10^{-3}$二次方微米。压汞曲线表明孔隙连通，喉道半径＞1微米，详见图10-29。

东营组油层主要集中在东二、三段。根据泥岩隔层及油水关系，在东三段划分出四个油组23个小层。在东二段含螺泥岩以下，划分出5个小层，共计28个小层，详见表10-30。东三段Ⅱ、Ⅲ油组为主力油层。Ⅰ类油层占油层总厚度的68%，其储量占总数的65.5%。东二段及东三段Ⅳ油组分布零散。储集岩性为岩屑长石粉—细砂岩，泥钙质胶结，胶结物平均含量16%。接触—孔隙式胶结，粒度中值为0.12～0.1毫米，分选较好。442块岩芯样品分析孔隙度平均21%，渗透率一般为190×10^{-3}二次方微米。储集物性随埋藏深度加大而变差。如Ⅰ油组孔隙度为24.4%，渗透率为370×10^{-3}二次方微米，向下到Ⅳ油组孔隙度为14.7%，渗透率为20×10^{-3}二次方微米。此外$CaCO_3$含量增高，也是影响储集层物性变差的主要因素之一。

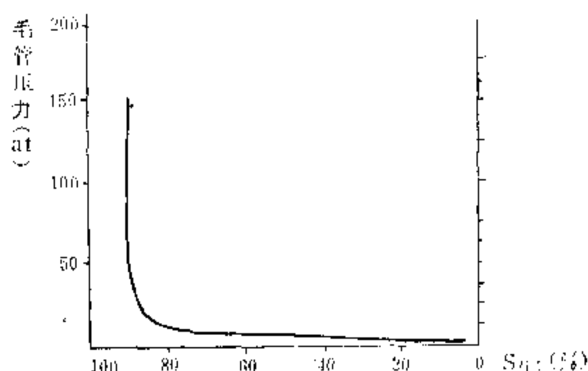


图 10-29　河间油田高于庄组油藏压汞曲线
（马检4井$7^{10}/_{12}$岩芯）

表 10-30　河间油田东营组油层组划分结果表

层位			厚度	Ⅰ类油层稳定程度			标志层		含油
段	油组	小层数	(m)	统计井数(口)	Ⅰ类油层存在井数(口)	占总井数(%)	层位	岩电特征	特征
Ed_2		5	106～212	59	14	25.5	Ed_2中	含螺泥岩段，感应曲线呈大凹兜	油层分布较零散
Ed_3	Ⅰ	7	105～106	59	21	38.1	Ⅰ油组1小层	灰绿色泥岩，感应曲线呈牛角状双尖凹兜	
	Ⅱ	5	77～118	59	31	56.4	Ⅱ油组1小层	棕红色泥岩，感应曲线呈鸡冠状凹兜	主要油层组
	Ⅲ	5	95～127	59	23	41.8	Ⅲ油组1小层	暗紫红色泥岩	主要油层组
	Ⅳ	6	108～146	59	8	14.5	Ⅳ油组1小层	绿灰色泥岩，感应曲线呈W型凹兜	油层分布零散

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

本油田是由有成因联系的两个油藏组成的一个复式油藏，从图10-28可见，高于庄组在横剖面上呈一楔状体展布于潜山面上。由潜山顶到翼部，厚度约0～310.0米，其下由团山子组泥质白云岩及串岭沟组碳质泥岩组成不渗透底板层，其上覆的下第三系为盖层。高于庄组含油体就是局限于盖层与底板层之间，为山坡块状油藏。根据6口井的试油资料确定其油水界面为2450米。

东营组油藏为逆牵引背斜油藏。构造高部位含油最丰富，东营组油层底界大体也在

2450米，说明与潜山油藏连通。至于2450米以上的水层，则反映出东营组砂岩体有相当部分呈互不连通的透镜体状。

2. 流体性质

原油性质属饶阳型，但在不同层位中，自下而上略有变差的趋势。

天然气为油田伴生气，甲烷含量<75%。

地层水东营组与高于庄组近似，说明两者连通。详见表10-31。

表 10-31 河间油田流体性质表

		东营组	高于庄组			东营组	高于庄组			东营组	高于庄组
原油性质	相对密度	0.865	0.8545	天然气性质	相对密度	0.7423	0.8282	地层水性质	Cl^- (mg/L)	3015	2438
	粘度 (50°C) (mPa·s)	24.03	9.04		甲烷 (%)	72.55	68.28		总矿化度 (mg/L)	8590	5450
	含蜡 (%)	10.98	12.41		乙烷 (%)	2.98	3.74		水型	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.15	0.12		丙烷以上 (%)	3.97	7.34				
	胶质+沥青质 (%)	22.28	19.97		N_2+CO_2 (%)	20.5	19.13				
	凝固点 (°C)	30	32								
	初馏点 (°C)	127	76								

五、开发简况

1. 高于庄组油藏

自1977年投入开发以来，经历了高速开采和控制速度开采阶段，目前正处于稳产阶段。1984年12月油藏日产水平基本上稳定在295吨，采油速度为2.47%，累计采油为141.4万吨，综合含水30.1%（图10-30）。

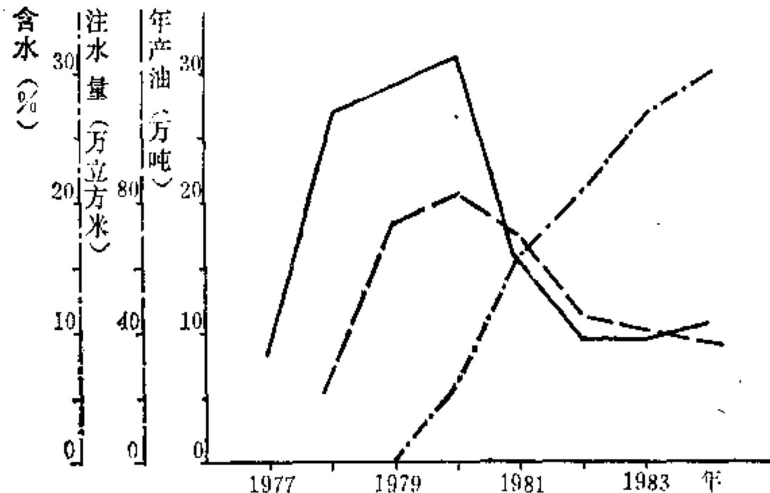


图 10-30 河间油田高于庄组油藏开采曲线图

2.东营组油藏

1979年1月在南区以三角形井网500米井距布井19口，其中生产井12口,注水井7口，按一套层系投入开发。同年3月开始注水，由于井距较大，见效缓慢。1980年1月进行了调整，以200～300米井距新布加密生产井7口，注水井2口。方案实施后，日产水平由调整前的90吨提高到190吨，到1984年底南区共有生产井22口，注水井8口，日产水平242吨，日注水平266立方米，综合含水41.8%，采油速度2.07%，累计产油37.73万吨，累计产水21.81万立方米(图10-31)。

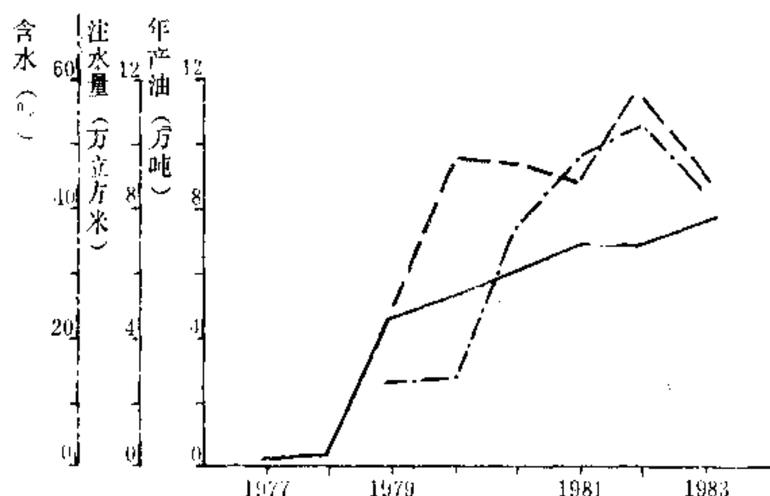


图 10-31 河间油田东营组油藏南区开采曲线图

北区于1982年6月投入开发，产量递减很快。1984年3月开始注水，先后投注4口井，有部分油井见到效果，到1984年底北区共有生产井5口，注水井4口，日产水平59吨，日注水平71立方米，综合含水19.8%，采油速度3.44%，累计产油5.91万吨，累计产水0.78万立方米(图10-32)。

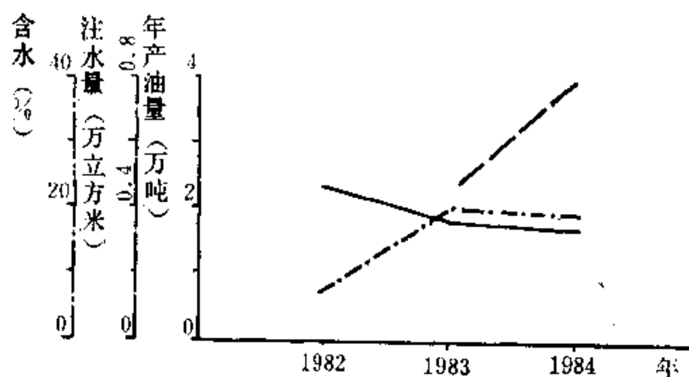


图 10-32 河间油田东营组油藏北区开采曲线图

XI、留北油田

一、概况

留北油田位于河间县、献县及肃宁县毗邻地区，包括潜山雾迷山组及东营、馆陶、明

化镇组四个油藏[●]（图9-19）。

1976年6月于留10井首先发现雾迷山组潜山油藏，到1984年底共有完钻井26口，其中取芯井5口，取芯进尺96.99米，芯长51.857米，平均收获率54.2%，对岩芯进行了孔隙度、渗透率、岩矿薄片、荧光薄片、岩石化学、压汞、相渗透率、润湿性及残余油饱和度等九个项目的分析化验，共1304块次。

1978年8月于留23井发现馆陶组油藏，到1984年底已有完钻井10口，取芯井1口，进尺51米，岩芯长41.76米，岩芯收获率81.9%。

二、构造位置及圈闭

留北油田位于饶阳凹陷河间潜山带中南段留北潜山，该潜山南、北、西三个方向均被断层切割，东西长5.1公里，南北宽3.6～3.8公里，圈闭面积约18平方公里，闭合度600米。南北两侧基本对称，地形坡度角16～19°，东西两翼地形平缓，坡度角2～5°。潜山顶部埋深为3200米。区内断层主要有三条：一是留西断层，切割潜山西侧，为河间西断层的南段，长4.2公里，走向北北东。早第三纪时断层活动强烈，潜山面断距大于1000米，在其下降盘形成馆陶组及下第三系的断鼻圈闭（图10-33）。另外两条断层是留北、留路断层，分别为留北与河间、留路潜山的分界断层。

据雾四油组底界构造图分析，潜山内幕构造亦为东西走向的背斜构造，其西部被主断层切割。圈闭面积约14平方公里。北翼较陡，倾角为25～35°，南翼较缓，倾角为20～25°，顶部平缓，倾角仅5°左右，高点在留24井一带。

三、储集层

潜山油藏储集层为雾迷山组。其特点是大型缝洞不够发育，如在完钻的26口井中，仅有1口井放空，5口井有少量漏失。基质孔隙不发育，储集空间以裂缝为主，还有少量的顺缝溶洞，属溶蚀孔洞—裂缝型储集层。具中等储集物性，孔隙度2.3～4.8%，渗透率$5\times10^{-3}\sim30\times10^{-3}$二次方微米，有效渗透率为$156\times10^{-3}$二次方微米。

上第三系馆陶组储集层为河流相砂岩，油层薄，平均厚度5.1米，而物性较好，孔隙度29%，渗透率$294\times10^{-3}\sim8030\times10^{-3}$二次方微米。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

留北油田由多层系多油藏类型组成，潜山油藏属山头块状油藏，具有统一的油水界面，根据试油及压力计算油水界面深度为3450米。

馆陶组油藏为上倾方向被断层封堵的断鼻油藏。另外在东营组一、二、三段及明化镇组，尚有若干岩性及构造断层油藏（图10-33油藏剖面）。多层系，多类型油藏上、下叠置，成为一个复式油气聚集带。

2.流体性质

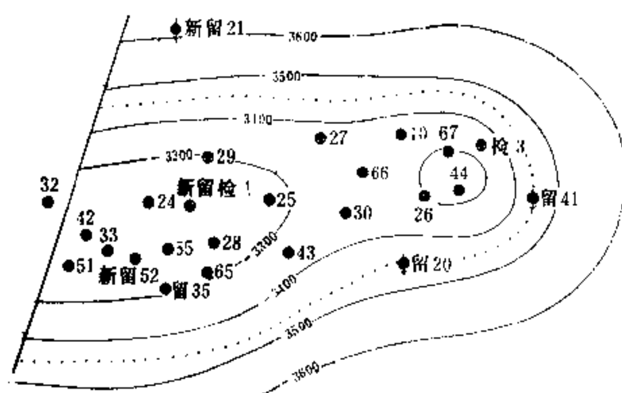
雾迷山组原油性质和饶阳凹陷其它潜山油藏相比明显变好。馆陶组流体性质反映其封闭条件较差，原油中胶质加沥青质含量比潜山油藏高2.7倍，详见表10-32。

五、开发简况

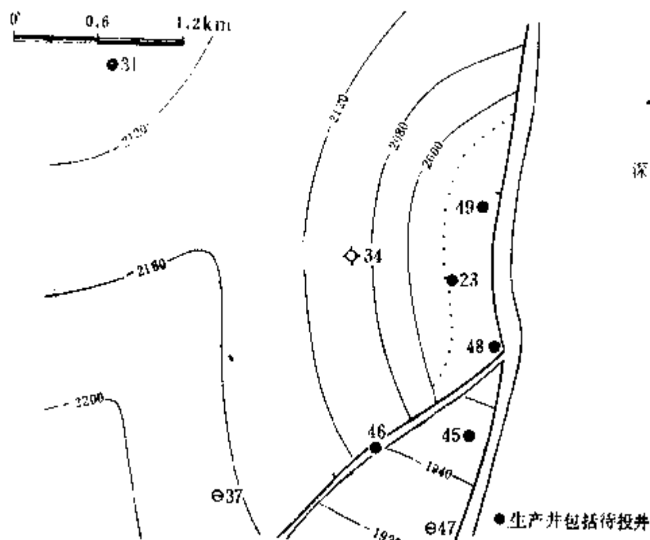
1.雾迷山组油藏

● 东营组及明化镇组油藏因资料少未予介绍。

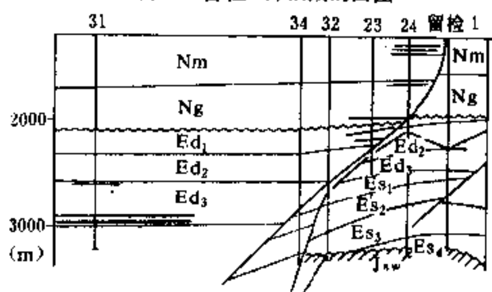
潜山形态图



馆陶组底构造图



留31—留检1井油藏剖面图



油层综合柱状图

自然电位 | 层位（系、组、段、油组、小层）| 比例尺（m）| 剖面 | 电阻率

第三系：明化镇组、馆陶组、东营组 段

深三侧向

自然伽马

前震旦系：雾迷山组：雾四组、雾五组、雾七组

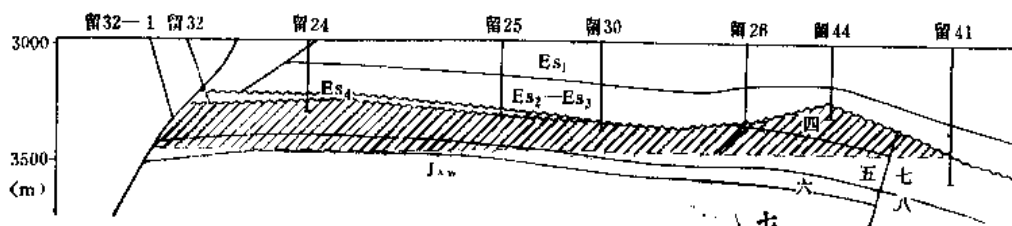


图 10-33 留北油田综合成果图

表 10-32 留北油田流体性质表

分类 层位	原油性质							天然气性质					地层水性质		
	相对密度	粘度 50°C (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	含胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷以上 (%)	N_2+CO_2 (%)	Cl^- (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
雾迷山组	0.8391	6.57	20.3	0.05	10.8	38	126	0.8710	63.69	4.18	7.48	24.64	2562	5350	$NaHCO_3$
馆陶组	0.880	43.51	12.76	0.267	29.77	38	116	0.6978	82.77	1.96	5.21	10.1	549	2030	$NaHCO_3$

留北油田雾迷山组油藏1977年4月开始试采，1978年6 月投入开发，1978年6月～1979年底为高速开采阶段，采油速度为1.32～4%，至1978年11月，总压降为11.2×10^{-1}兆帕，于1978年10月开始注水，1978年底综合含水为10.8%。至1979年底油藏总压降9.3×10^{-1}兆帕，含水为18.5%。

1980年～1982年控制采油速度开采。1980年底采油速度由3.45%降为2.6%，总压降由8.8×10^{-1}兆帕回升到6.3×10^{-1}兆帕。至1981年底，综合含水升至36.1%。1982年含水略有下降，总压降已回升到4.6×10^{-1}兆帕。

1983年～1984年底油藏进入产量递减阶段，年递减为8.7～26.6%。油藏综合含水由36.1%上升到44.7%，油藏总压降已恢复到2.4×10^{-1}兆帕（图10-34）。1984年底有生产井18口注水井3口，采油速度0.91%，累计采油300万吨。

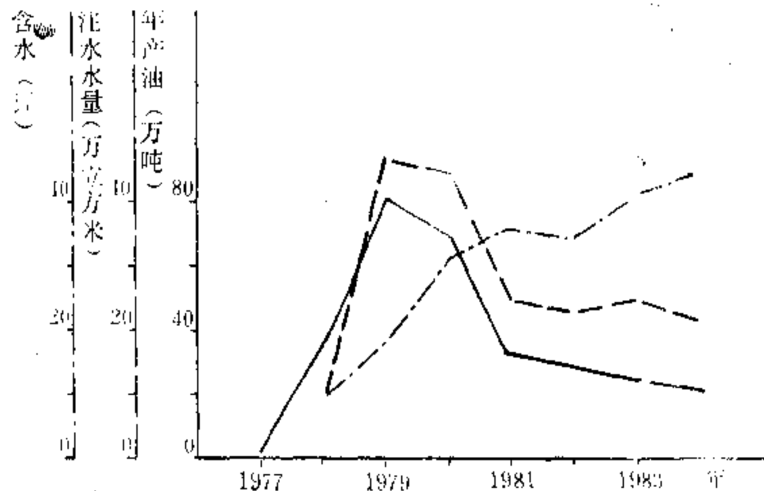


图 10-34 留北油田雾迷山组油藏开采曲线图

2. 馆陶组油藏

馆陶组油藏于1980年6 月投入开发，到1984年12月止，共有生产井6 口，平均单井日产10.7吨，日产水平54吨，综合含水65.9%，采油速度5.67%，累计产油5.53万吨（图10-35）。

XII、深县地区各潜山油田

一、概况

深县地区各潜山油田包括深西、何庄及何庄西三个油田（图9-17），分别位于深县城

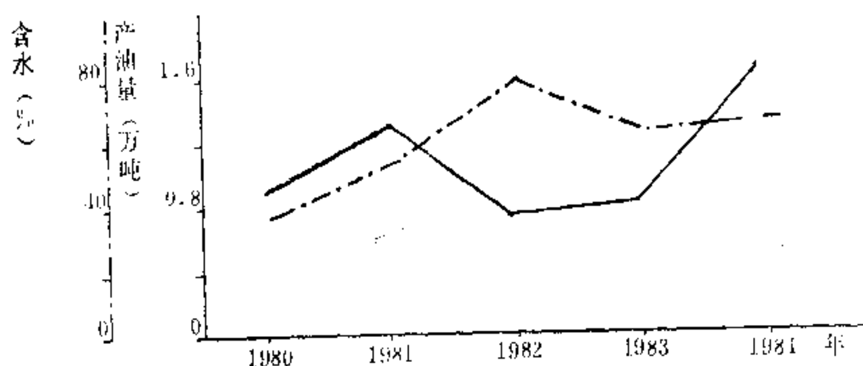


图 10-35 留北油田馆陶组油藏开采曲线图

关及束鹿县西宫营乡及何庄乡，于1979年6月、10月及1982年2月先后发现。储集层为奥陶系，完钻井39口（深西5口，何庄9口，何庄西25口）。三个油田各有取芯井2口，共计6口，总计取芯进尺187.33米，岩芯长73.21米，收获率39.1%。

二、构造位置及圈闭

深县地区各潜山油田位于深县凹陷中心北侧，深县潜山带中东段。该潜山带北以地堑与深泽低凸起相隔，南以断层与深县凹陷中心毗连。发育有北北东向及东西向两组断层，彼此交切使之形成一系列山头。各潜山油田分别位于深西、何庄及何庄西等三个山头。各山头圈闭情况列于表10-33。

表 10-33 深县地区潜山数据表

潜山头	顶深 (m)	闭合度 (m)	圈闭面积 (km^2)	内幕构造特点
深西	3750	600	3.2	为东高西低的断块
何庄	3000	200	2.85	由东南向北西倾没的断鼻
何庄西	3550	500	16.8	为断层复杂化的北倾鼻状构造
合计			21.85	

三、储集层

储集层为奥陶系。岩性有泥晶灰岩、粉晶白云岩、以及角砾状碳酸盐岩，其储集性能如下：

1.泥晶灰岩

孔隙度低，平均1.4%，喉道细，大多<0.1微米，毛细管压力曲线近于直线（图10-36A），基本上不具备储集条件。

2.白云岩储集岩

主要为细粉晶—粗粉晶结构，晶间孔发育，岩块孔隙度较高，平均6.0%。

3.生物角砾状碳酸盐储集岩

粒间溶蚀孔洞，晶间孔都很发育，平均孔隙度9%，其典型毛细管压力曲线如图10-

36B。排驱压力为8.8×10⁻¹兆帕，多为好储集岩。

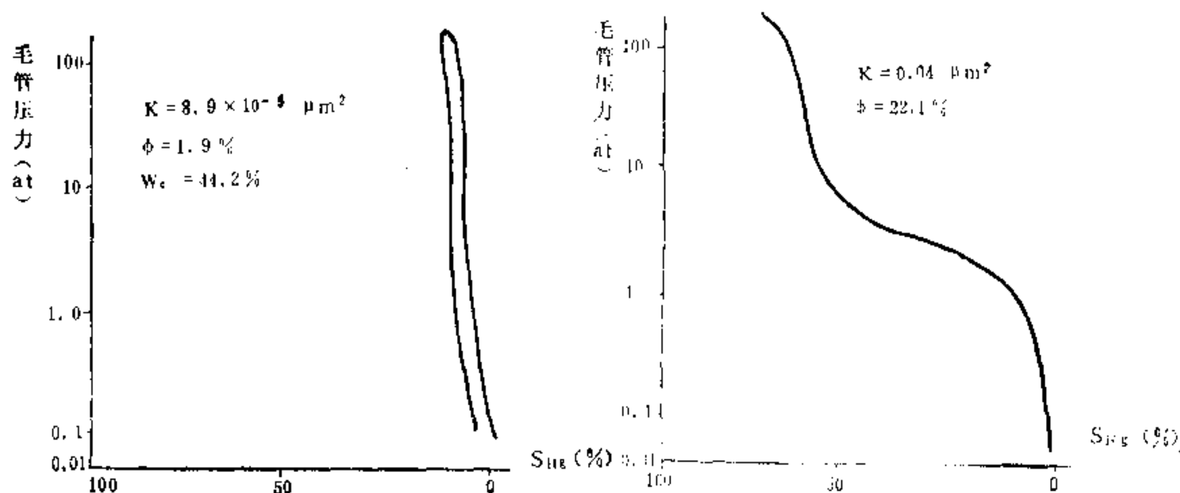


图 10-36A 泽56井奥陶系$8^{11}/_{14}$岩芯样品毛细管压力曲线图

K—渗透率；φ—孔隙度；We—束缚水饱和度

图 10-36B 泽56井奥陶系$5^{4}/_{17}$岩芯样品毛细管压力曲线图

深西油田储集层主要为马家沟组，何庄和何庄西油田储集层主要为峰峰组，储集层划分结果见表10-34。储集类型为裂缝—孔隙型。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

何庄、何庄西奥陶系油藏上覆有石炭系，属山腹块状油藏，深西奥陶系油藏属山头块状油藏（图10-37、图10-38、图10-39）。根据录井、电测、试油等资料分析，三个油藏有各自统一的油水界面，详如表10-35。

2.流体性质

原油性质属霸县型。相对密度、粘度、含硫及胶质沥青质均比较低。天然气甲烷含量较高，油气比高。地层水矿化度高，水型属$CaCl_2$，说明保存条件好。详见表10-36。

表 10-34 深县地区潜山油藏奥陶系储集层分布状况表

层位 \ 油藏		深西		何庄		何庄西	
组	小层	储集层厚(m)	占总储集层厚(%)	储集层厚(m)	占总储集层厚(%)	储集层厚(m)	占总储集层厚(%)
峰峰组	2	/	/	/	/	36.5	23
	3	/	/	/	/	45.5	29
	4	/	/	12.6	90	50.8	32
	5	/	/	1.4	10	26.8	16
	合计	/	/	14.0	100	159.6	100

续表

层位 \ 油藏		深西		何庄		何庄西	
组	小层	储集层厚 (m)	占总储集层厚 (%)	储集层厚 (m)	占总储集层厚 (%)	储集层厚 (m)	占总储集层厚 (%)
上马家沟组	1	8.4	18.7	/	/	/	/
	2	5	11.1	/	/	/	/
	3	4.4	9.8	/	/	/	/
	4	7.1	15.8	/	/	/	/
	5	14	31.2	/	/	/	/
	合计	38.9	86.6	/	/	/	/
下马家沟组	3	6	13.4	/	/	/	/
总计		44.9	100	14	100	159.6	100

表 10-35 深县地区各潜山油藏数据表

油藏名称	油藏类型	油水界面 (m)	油柱高 (m)	地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	油气比① m^3/t
深 西	山头块状	4100	350	397×10^{-1}	108×10^{-1}	176～243
何 庄	山腹块状	3300	300	310.0×10^{-1}	98×10^{-1}	308～320
何庄西	山腹块状	3770	220			358～1197.4

①为试油数据。

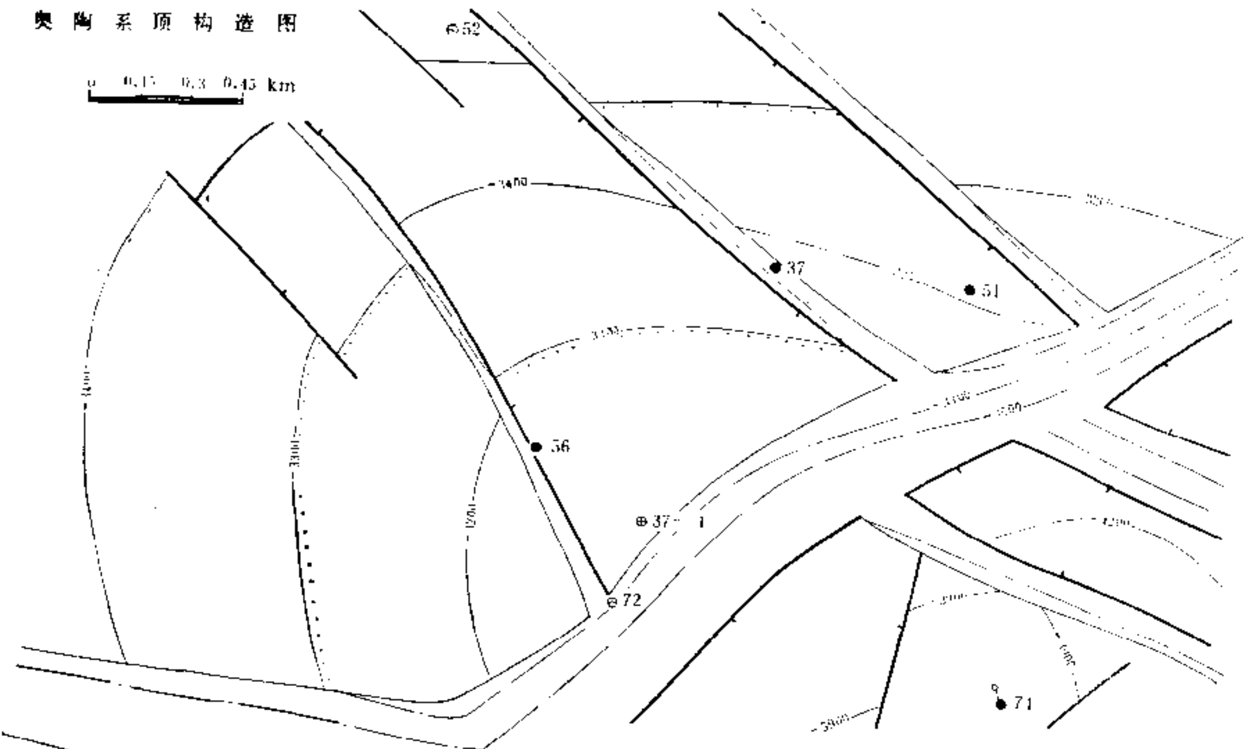
表 10-36 深县地区潜山油田流体性质表

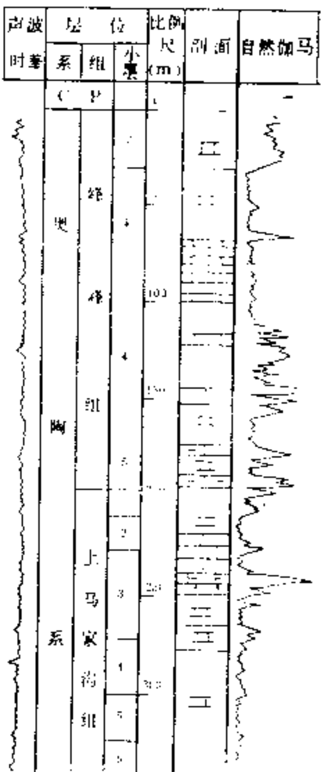
油田 \ 分类	原油性质							天然气性质					地层水性质		
	相对密度	粘度 50°C (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷以上 (%)	N_2+CO_2 (%)	Cl^- (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
深西	0.8305	6.1	25.13	0.11	8.3	36	106	0.6961	83.44	6.84	5.48	4.33	9190.4	15365	$CaCl_2$
何庄	0.8416	6.8	22.55	0.14	11.6	36	94	0.8682	67.47	9.58	18.26	4.82	8569.5	12463	$CaCl_2$
何庄西	0.8092	1.88	10.8	0.06	5.3	18	94	0.8060	70.27	8.88	8.28	12.49	3580	7320	$NaHCO_3$

五、开发简况

深西油田于1979年 9月投入开发。现有生产井2口，到1984年底单井日产40吨， 日产水平79吨，采油速度0.78%，累计采油9.45万吨。

何庄油田于1980年2月投入开发，现有生产井3口，到1984年底开井1口，日产29吨，采





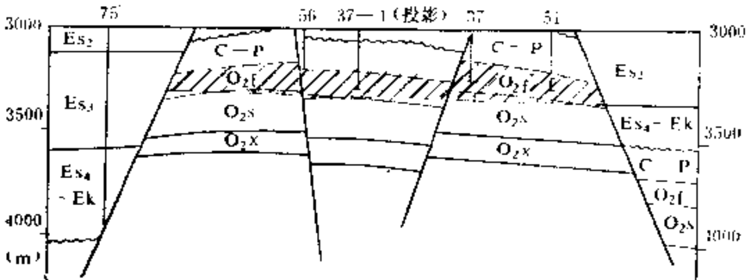
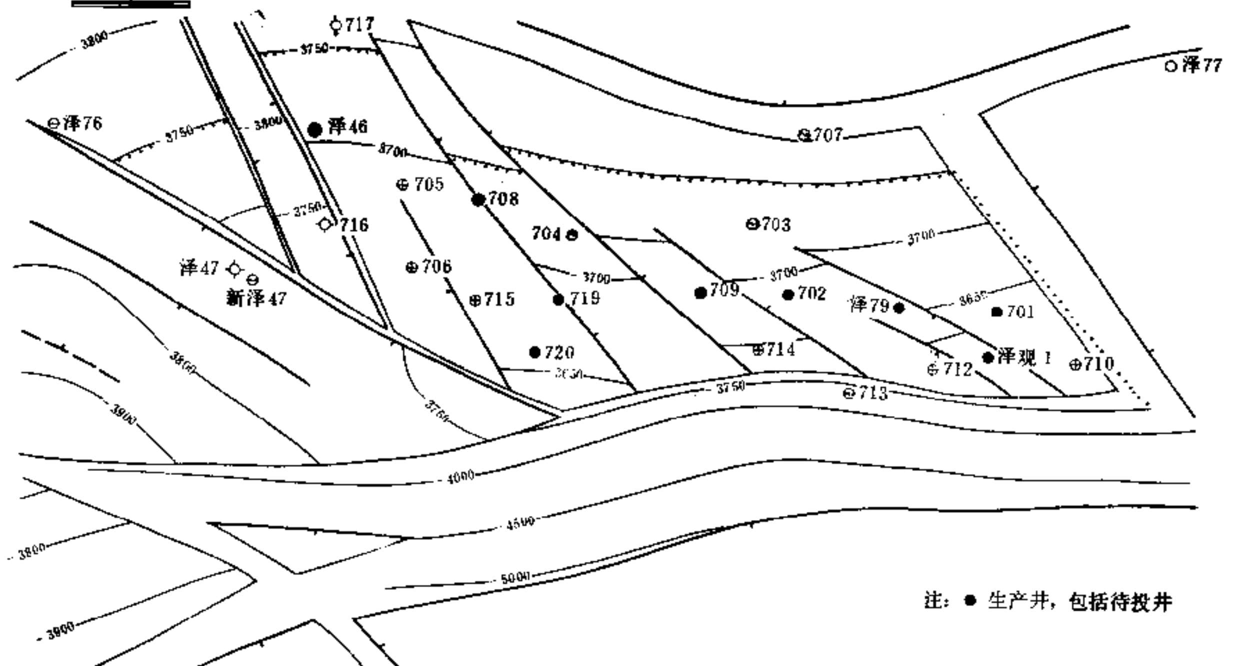
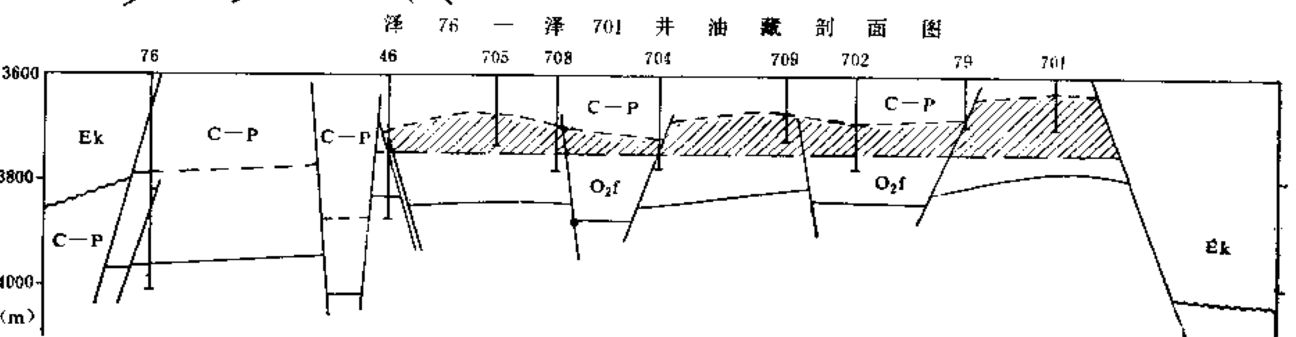


图 10-37 何庄油田综合成果图

奥陶系顶面构造图

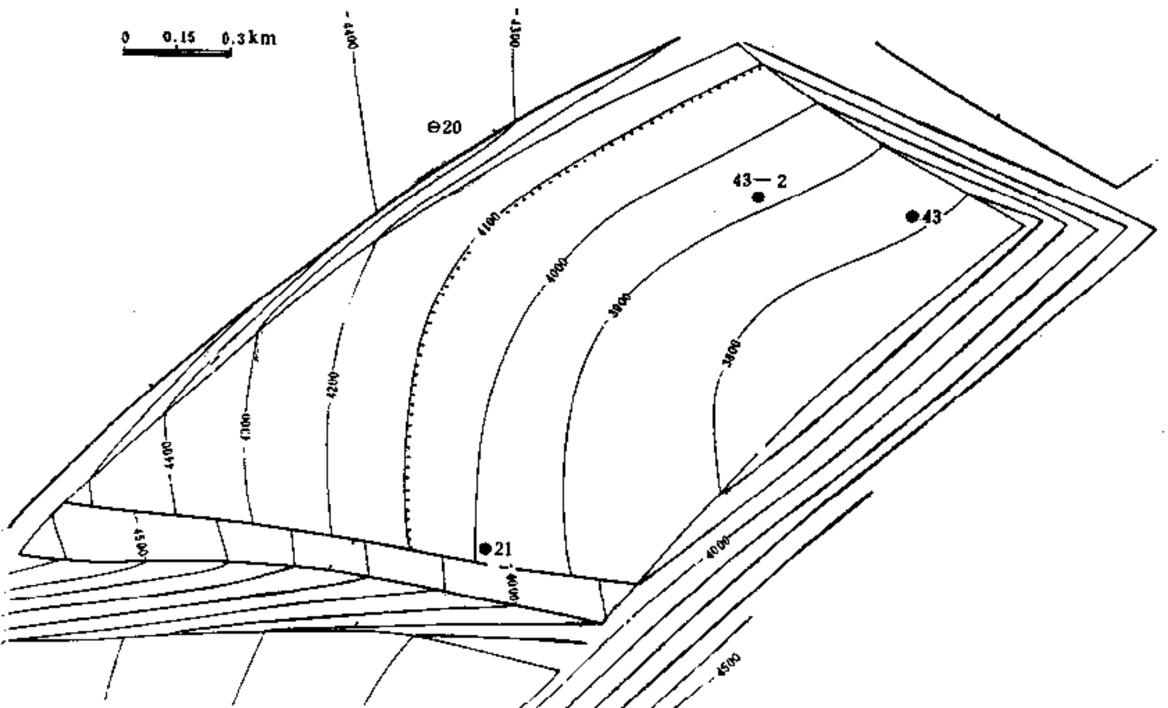


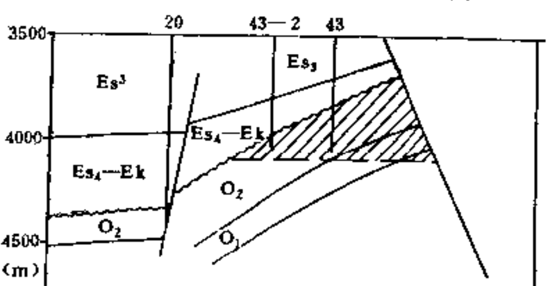


油层综合柱状图

声波时差
层位
系
组
小层
比例尺(m)
剖面
自然伽马
C—P
奥陶系
峰峰组
上马家沟组
0
50
100
150
200
250
300

图 10-38 何庄西油田综合成果图





● 生产井包括待投井

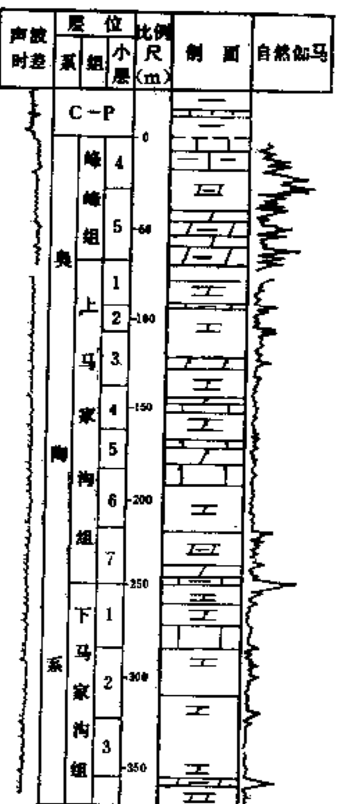


图 10-39 深西油田泽43井潜山油藏综合成果图

油速度0.53%，累计采油6.96万吨。

何庄西油田于1984年开始试采，现有生产井5口，日产水平29吨，累计采油0.15万吨。

第二节 砂岩油气田

本区砂岩油气田均属第三系，计有16个，其含油面积和地质储量分别占冀中坳陷总数的54%和19%。主要分布在东部凹陷带的大厂、廊固、霸县、饶阳、深县及束鹿等六个凹陷中（表1-3）。其中凤河营、文安、高家堡及南小陈等四个油田由于资料很少，未予单独叙述，对其余12个油田或主要区块分述于下。

I、河西务油田安90—69断块

河西务油田位于河北省廊坊市与天津市武清县相邻地带，包括廊东、南匠、普照营、韩村北及安58等五个断块。到1984年底，安90—69断块（廊东）已基本钻完详探开发井。

一、概况

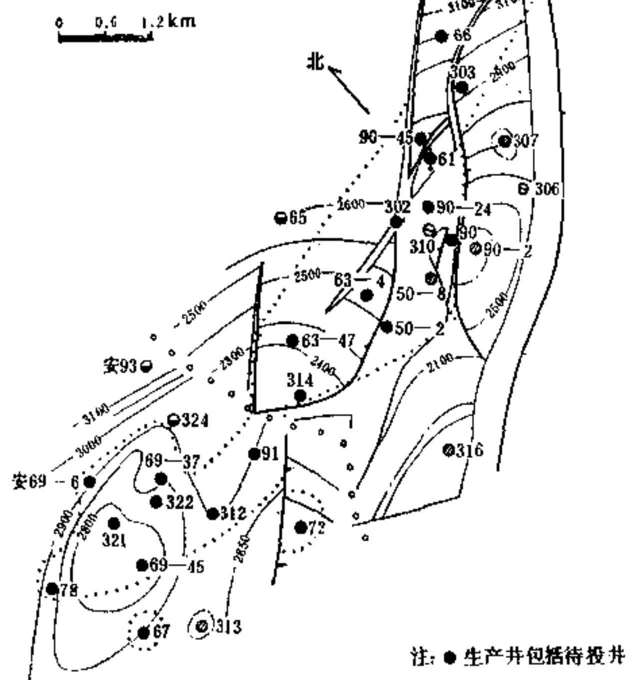
安90—69断块（廊东）位于廊坊市东与武清县城相邻地区，北界新安69一京1井一线，南至安313井一安316井，东西长12公里，南北宽3～4公里，范围40平方公里。

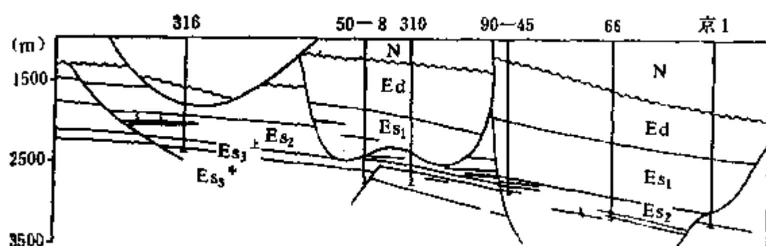
自1966年5月开始钻探京1井以来，至1984年底本区已完钻探井17口，详探井20口，生产井51口，共计88口。已试油井77口，获工业油流井50口，工业气井7口，低产油井9口，出水井11口，未下套管井4口。

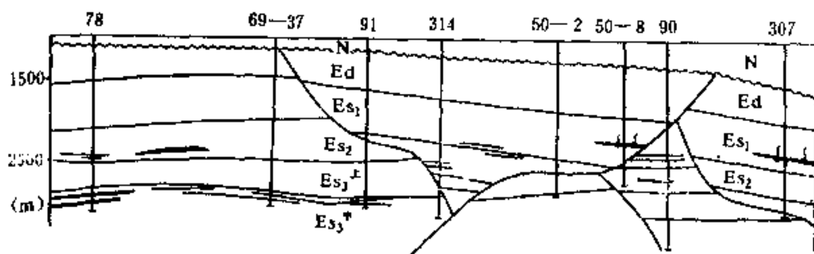
区内有取芯井共12口，取芯进尺581.32米，岩芯长532.03米，收获率为91.5%，含油岩芯长70.25米。主要对5口井不同层位的岩芯进行了较系统的分析化验（表10-37）。

表 10-37 安90—69断块分析化验工作量统计表

井号	层位	样品数（块次）								
		孔隙度	渗透率	碳酸盐含量	粒度	岩矿薄片	铸体薄片	荧光薄片	压汞	相渗透率
安66	沙一段	214	214	110	213	74				







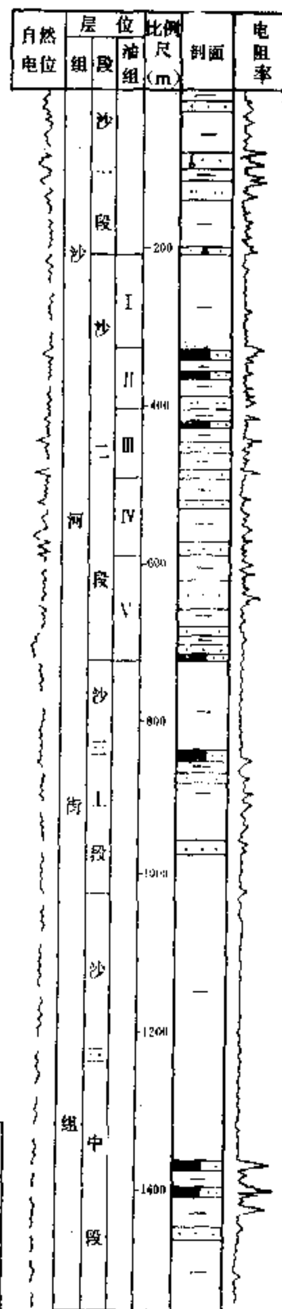


图 10-40 河西务油田安90—69断块综合成果图

东西两边的构造在沙二、三期的发育历史有明显的差异。沙二段沉积前，沙三段构造总趋势是西高东低，西部安次东背斜形成，并遭受风化侵蚀，使沙三上段全部被剥蚀，而东部安50—90井断块由于处于较低部位，保存了完整的沙三上段。沙二段沉积时期，由于

河西务及其它北东向断层活动，造成了东高西低的构造格局。这种格局一直延续至今，因而沙三上段仅在东部含油。沙三中段由西向东尖灭，油层仅分布在西部。

本区构造主要被四条北东向断层所控制，这些断层自东而西为河西务、吴堤、西村及大官地断层。河西务断层是整个河西务构造带的东界，断面倾向东南，为一自早第三纪中期以来继承性活动的大断层，基岩面断距可达2500米。

吴堤断层位于安90井东侧，断距100～120米，延伸长度4.5公里。

西村断层位于安90井西侧，断距300～350米，断面倾向北西，与吴堤断层构成安90井地垒。

大官地断层穿过安91、313等井，断面倾向东南，断距50～140米，北端在安65井西南消失，与西村断层构成安72—63井地堑。

此外，还有一些北西向小断层，使构造进一步复杂化。

三、储集层

1.油层组划分

沙二段厚度较大，沉积旋回明显，油层在纵向上分布比较广泛，进一步划分为五个油组，沙三上段及中段油层主要分布在50～80米的砂岩段内，未再细分油组，直接进行小层划分，结果如表10-38。

表 10-38 安90—69断块油层组划分结果表

层 段	沙	二	段			沙三上段	沙三中段
油组编号	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ	Ⅴ		
小层数（个）		7	7			12	14
油组厚度（m）	52～170	52～148	46～220	0～145	0～147	0～264	50～80

2.油层分布

(1)含油层系多　不同层系油层叠加连片，本区已发现的含油层系自上而下有沙一段沙二段，沙三上段，沙三中段及沙四段。其中沙二段及沙三中段为本区主要含油层系。在已获工业油气流的57口井中，沙一段占18%，沙二段占45%，沙三上段占9.0%，沙三中段占25.0%，沙四段占3%。沙三中段油层集中分布在安次东背斜构造上，沙三上段油层主要分布在安90—安50井断块，沙二段油层主要分布在安63井及安90—京1井断块，沙一段油气层则主要分布在安306井断块。形成了不同层位的油气层在平面上的迭加连片。

(2)油层分散厚度小　据本区电测资料解释，有Ⅰ类油层的井61口总厚390米，单井平均厚为6.4米，而厚度小于5米的油井数在沙二段占56%，沙三中段占45%。

(3)油层连通差　沙三中段油层连通性相对较好，沙二段较差，沙一段最差。在300米井距控制下，沙三中段油层层数连通率❶（以下简称油层连通率）为81%，单井钻遇的孤

❶ 油层层数连通率为两口井钻遇的油层数与总油层数之比值(%)，以下同。

立油层仅占19%。沙二段油层连通率为62.5%，单井钻遇的占37.5%。沙一段油层则多为单井钻遇，连通最差。

3.储集层岩性

沙一段为岩屑长石细砂岩，石英含量为38～45%，长石为40～45%，岩屑为15～20%。颗粒呈次尖一次圆状，分选好，接触式胶结。沙二段为含泥长石岩屑细一中粒砂岩，石英含量为15～20%，长石为22～35%，岩屑为35～50%，次尖状，分选中一好，孔隙式胶结为主。沙三段为含泥混合细一中粒砂岩，石英含量为25～45%，长石为26～33%，岩屑为20～30%，颗粒呈次尖一次圆，分选中等，接触式胶结为主。

4.油层物性

以沙三上段较好。孔隙度24.6～28.9%，空气渗透率160×10^{-3}～190×10^{-3}二次方微米，碳酸盐含量2.7～6.4%。沙三中段孔隙度平均22.1%，渗透率25×10^{-3}二次方微米，碳酸盐含量8.4%。沙一段、沙二段较差，孔隙度18.6～20.3%，渗透率30×10^{-3}～90×10^{-3}二次方微米，碳酸盐含量可达10～14%。

四、油藏类型与流体性质

1.油藏类型

沙三段油藏为构造背景上的岩性油藏，如安次东沙三中砂体在渗透性砂层尖灭线以内的井均含油。油气富集程度与构造部位的高低密切相关，分布在背斜构造顶部的井可自喷，而分布在构造翼部及鞍部的井，尽管渗透性砂层较发育，但产量却很低或仅见少量油流。

沙二段油藏类型较多，既有透镜状岩性油藏（如63—6井Ⅰ油组），又有地层超覆油藏（如69—23井Ⅲ油组），但多数却是断块油气藏（如安90断块等）。高断块的高部位为气藏，如313及316井，低断块如安63、66井，则均产原油。

各个油藏间没有统一的油水界面。沙三中段主要油层为砂体控制，尚未发现边水，即使位于构造低部位的井，也未见水。沙二段油层由于受断层和岩性双重因素的控制，在同一断块内，油水层间互分布，甚至构造高部位为水层，如安69及72井断块，而构造低部位却为油层，如安63等断块(图10-40)。

2.流体性质

原油性质，以大官地断层为界，东西两区有明显差异。西区的安69—91井断块，沙三中段和沙二段原油，地面相对密度为0.85～0.88，粘度为7～15毫帕秒，凝固点26～30℃，胶质加沥青质10～20%，含蜡8～15%，含硫0.1～0.18%。东区自沙四段至沙一段原油地面相对密度0.79～0.83，粘度为2.5～3.5毫帕秒，凝固点16～20℃，胶质加沥青质6～8%，含蜡7～11%，含硫0.01～0.05%。

天然气性质，气藏气相对密度为0.64～0.68，甲烷含量85～87%；油层伴生气相对密度为0.84～0.92，甲烷含量为60～75%。

地层水性质，为低矿化度重碳酸钠型水，但矿化度自上而下有增大的趋势(表10-39)。

II、柳泉油气田

一、概况

柳泉油气田位于固安县柳泉乡到廊坊市旧州镇。1978年4月发现井新泉2井首获工业气流，到1984年底，共计完成各类井140口，其中探井79口，获工业油气流井31口，探井

表 10-39 河西务油田安90—69断块流体性质表

断块	分区	层位	原油性质：原油相对密度	粘度 50°C (mPa.s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	代表井
安90井	东区	沙一段	0.7980	1.20	7.3	0.064	3.67	13	48	安90—15
安90井	东区	沙二段	0.8108	1.86	7.45	0.041	6.45	20	73	安317
安90井	东区	沙三上段	0.8397	4.08	13.15	0.035	10.4	22	86	安90
69—91井	西区	沙三中段	0.8832	21.9	14.9	0.154	22.1	31	128	安312
69—91井	西区	沙四段	0.8228	5.64	22.1	0.049	6.85	35	95	安67

断块	分区	层位	天然气性质：天然气相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷以上 (%)	N_2+CO_2 (%)	代表井	地层水性质：Cl_2^- (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型	代表井
安90井	东区	沙一段	0.8647	65.71	28.17		1.16	安90—23	223.69	4200.85	$NaHCO_3$	安90—7
安90井	东区	沙二段	0.5798	96.21	2.56		0.79	安313	370.45	4134.96	$NaHCO_3$	安90—14
安90井	东区	沙三上段	0.8523	66.55	27.1		1.31	安90	589.89	6178.17	$NaHCO_3$	安90—24
69—91井	西区	沙三中段	0.8813	68.22	28.65		0.86	安69	3834.27	9594.3	$NaHCO_3$	安67
69—91井	西区	沙四段	0.6023	92.21	4.08		0.2	新安50	3936.72	10167.54	$NaHCO_3$	安67

成功率39%。

本油气田包括泉63（琥珀营）、泉320—28（王居）及泉46—58井区三个含油气构造。其中琥珀营及泉46—58井区已投入开发，两个开发区共有生产井44口，1984年底开井35口，单井日产3.7～7.8吨，日产水平181吨。见水井10口，综合含水0.9～2.5%，累计采油8.76万吨，采油速度1.0%。

二、构造位置及圈闭

柳泉油田位于廊固凹陷中心部位柳泉—曹家务挤压构造带中段。本构造带为北东—南西走向，南西高北东低，东北端倾伏于廊坊凹槽，东南翼以鞍部与河西务潜山带为界，西北翼与固安—旧州构造带相接，南以断层与牛北斜坡为界。构造带两侧有两条北东向对偶大断层，使顶部陷落、挤压形成一系列被断层复杂化的背斜或半背斜构造。琥珀营、王居及泉46—58井区是其中的三个构造（图9-15），其有关数据列于表10-40。

三、储集层

1.油层组划分

根据沉积旋回含油特点，划分了油层组。由于各断块产油层位不尽相同，因此油层组

表 10-40 柳泉油气田圈闭要素表

构造名称	轴长(km)		面积(km²)	倾角		断块情况			主要油层	
	长轴	短轴		西北翼	东南翼	断层数(条)	断块数(个)	断块面积(km²)	层位	埋深(m)
琥珀营	11	5	40	5～6° 0～5°	16～17° 15°	6	6	40	Es_3^2 Es_3^{4-1}	2500～3200
王居	10	5	50			6	7	41	Es_3^{4-1}	2100～3100
泉46—58区	12	5	60	20～30°	5～10°	4	4	48	Es_3^{4-1} Es_3^{4-2}	1000～2400
合计			150			16	17	129		

的划分和编号均不一致，详见表10-41A、B、C。

2.油层分布

含油层位多，井段长。全油田含油层位有沙三上段、中段、下段及沙四段。含油井段各断块均大于1000米，但主力油层相对集中。泉46—58断块集中在Ⅲ、Ⅴ油组的200米井段内，琥珀营断块油层薄、分布范围小，油层集中在Ⅰ、Ⅶ油组。

油层单层厚度最大为10.8米，最小为0.6米，多数为2～4米。在300～400米井距控制下，油层连通率为42.4%（琥珀营）～46.1%（泉46—58井区），多数油层为孤立的细砂体，分布范围<0.16平方公里。油井间油层多不连通。

3.储集层岩性

储集层岩性，沙三$^{4-1}$段储集层岩性为岩屑长石粗粉砂岩，泥质粉砂岩，含泥细—粉砂岩；主要为泥、钙质胶结，胶结物含量8～13%，多为接触式胶结。粒度中值平均0.079

表 10-41A 泉46—58井断块油层组划分表

层位				厚度(m)	Ⅰ类油层稳定程度			油气分布特征
组	段	油组	小层数		统计面积(km²)	Ⅰ类油层分布面积(km²)	Ⅰ类油层分布面积/统计面积(%)	
沙河街组	沙三中段	Ⅰ	3	0～210	/	/	/	
		Ⅱ	2	0～120	/	/	/	
		Ⅲ	3	0～230	4.51	2.03	45	含油气面积较大
		Ⅳ	3	0～270	4.51	0.055	1.2	油气零星分布
		Ⅴ	3	0～265	4.51	3.21	71.2	含油气面积较大

表 10-41B 泉320—28（王居）井区油层组划分表

层位			厚度	油层有效厚度(m)		产油气井	
组	段	油组	(m)	一类	二类	井数(口)	井号
沙河街组	Es_3^{4-1}	I	30～50	36.4	7.0	6	泉24、28、51、282、283、320
		II	35～100	20.2	14.8	2	泉29、283
		III	30～70	3.0	15.8	1	泉262
		IV	40～60	/	5.4	2	泉320、曹7
		V	40～75	5.0	10.6	2	泉283、320
		VI	40～70	13.4	15.4	2	泉60、320
		VII	20～50	/	4.8	1	泉246
		VIII	20～60	3.8	5.4	3	泉53、77、246
		合计		81.8	79.2	19	

表 10-41C 泉63（琥珀营）井区油层组划分表

层位				厚度	含油性
组	段	油组	小层数(个)	(m)	
沙河街组	Es_3^2	I	3	33～42	主要油层
		II	2	42～50	次要油层
		III	2	44～50	次要油层
		IV	2	53～60	次要油层
	Es_3^3	V	未细分		次要油层
	Es_3^{4-1}	VI	2	45～55	次要油层
		VII	2	90～100	主要油层

毫米，分选系数平均1.61，颗粒多呈尖—次圆状。

沙三$^{4-2}$段的储集层岩性为含泥粗粉—细砂长石砂岩，主要为泥钙质胶结，胶结物含量15～18%，为接触式胶结。粒度中值平均0.1毫米，颗粒多为次尖—次圆状。

储集层物性由泉46—58断块向琥珀营方向变差（表10-42）。

表 10-42 柳泉油气田油层物性变化表

层位 \ 物性 \ 区块	泉46—58		王居		泉63(琥珀营)	
	孔隙度(%)	渗透率(μm^2)	孔隙度(%)	渗透率(μm^2)	孔隙度(%)	渗透率(μm^2)
Es_3^{4-1}	27.2	280×10^{-3}	23.5	130×10^{-3}	18.7	16×10^{-3}
Es_3^{4-2}	26.7	180×10^{-3}	17	40×10^{-3}	18	9×10^{-3}

4.油层评价

泉46—58井区主力油层为Ⅲ和Ⅴ油组，其拥有储量占该区总储量的99.8%，王居地区主力油层为Ⅰ、Ⅱ、Ⅳ油组，其所拥有的Ⅰ类油层厚度占该区内总厚度的69.2%。琥珀营地区主力油层为Ⅰ、Ⅶ油组，拥有Ⅰ类油层厚度占该区的48%。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

如前所述柳泉油气田断层多，岩性变化大，主要油藏类型为受岩性影响的断块油气藏。

琥珀营地区油气分布主要受构造和岩性控制，构造高部位油气富集，低部位则主要为水层。但构造部位较低的泉74井，Ⅰ类油层厚度有4层14.6米，是目前全区单井油层最厚的一口井，说明其含油性也受储集岩性控制（图10-41）。

王居地区已有的11口油气井，均分布在不同断块高部位，说明构造控制油气分布，但油层薄分布范围小，岩性影响也很明显（图10-42）。

泉46—58地区油气藏，油气分布主要为鼻状构造控制，高部位泉2、36井区含气，低部位泉46—58井区含油。在同一断块内油气在构造的高部位富集，但由于有些砂层横向变化大，连通性差，呈透镜体展布，因此又受岩性影响（图10-43）。

2.流体性质

原油性质具有霸县型特点，相对密度、粘度、含硫及胶质沥青质等数值均低。天然气有两种类型，一种是纯气藏，气体相对密度<0.6，甲烷含量>90%；另一种是凝析气或伴生气，相对密度>0.6，甲烷含量<90%。地层水属低矿化度$NaHCO_3$型，总矿化度为2300～9000毫克/升。

在油田内，从泉46—58井区到琥珀营地区流体性质变化明显，原油相对密度、粘度、含硫及胶质沥青质含量增大；天然气相对密度增大，甲烷含量变小；地层水矿化度变小，详见表10-43。

表 10-43 柳泉油气田流体性质表

断块＼分类	原油性质						
	原油相对密度	粘度 50°C (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)
泉46—58	0.8231	4.9	19.93	0.062	8.02	33	
王居	0.81～0.83	5～9	15～25	0.06～0.14	5～15	30～40	
琥珀营	0.8402	4.18	11.95	0.167	11.7	27	

断块＼分类	天然气性质					地层水性质			备注
	天然气相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷以上 (%)	N_2+CO_2 (%)	Cl^- (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型	
泉46—58	0.691	87.12	2.8	3.73	0.81	4052～8293	10997	$NaHCO_3$	
王居	0.6848	86.24	3.67	1.2	1.98	300～3500	3000～9000	$NaHCO_3$	气为泉29井数据
琥珀营	0.7288	79.17	8.71	6.76	2.06	103～487	4459.35	$NaHCO_3$	

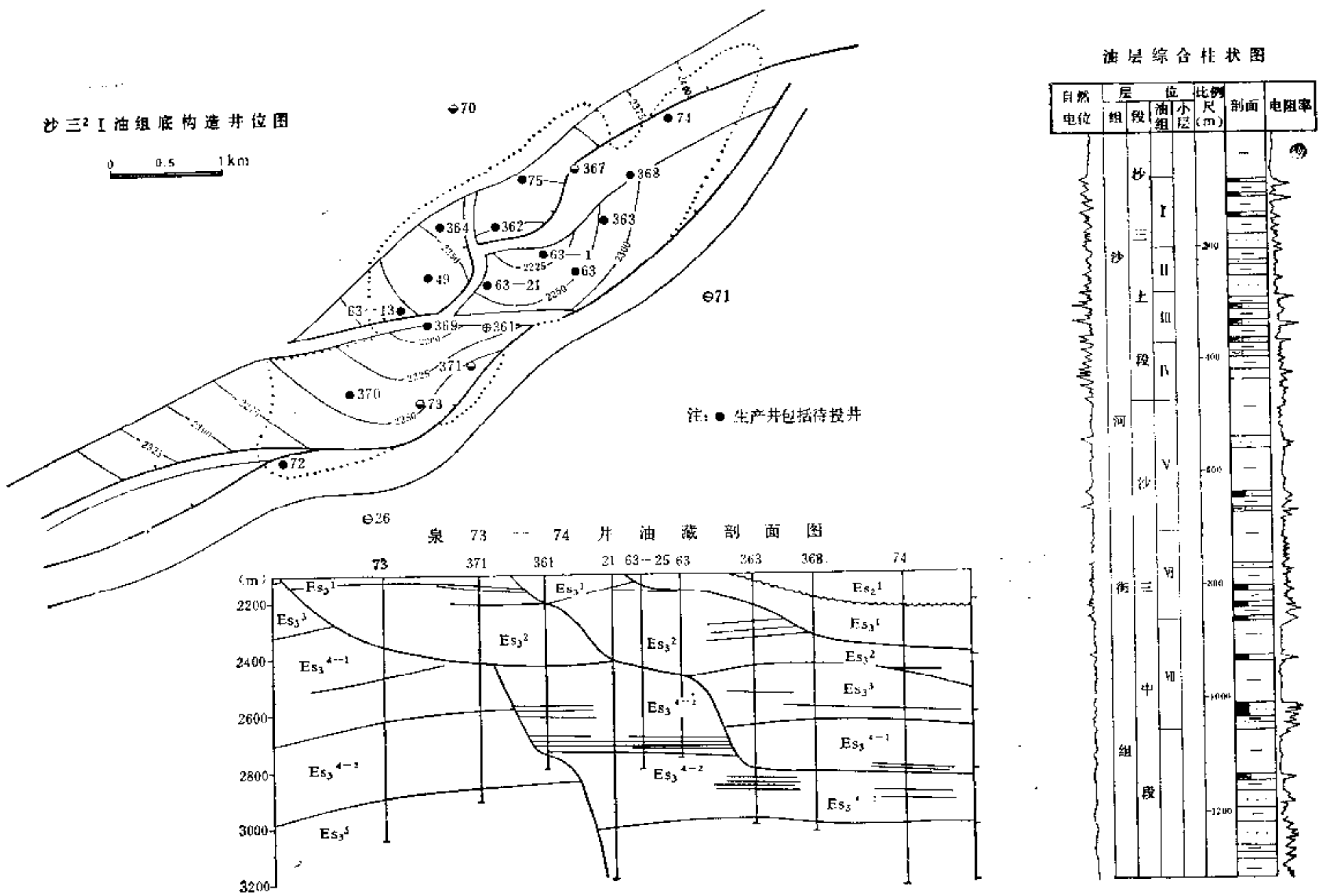
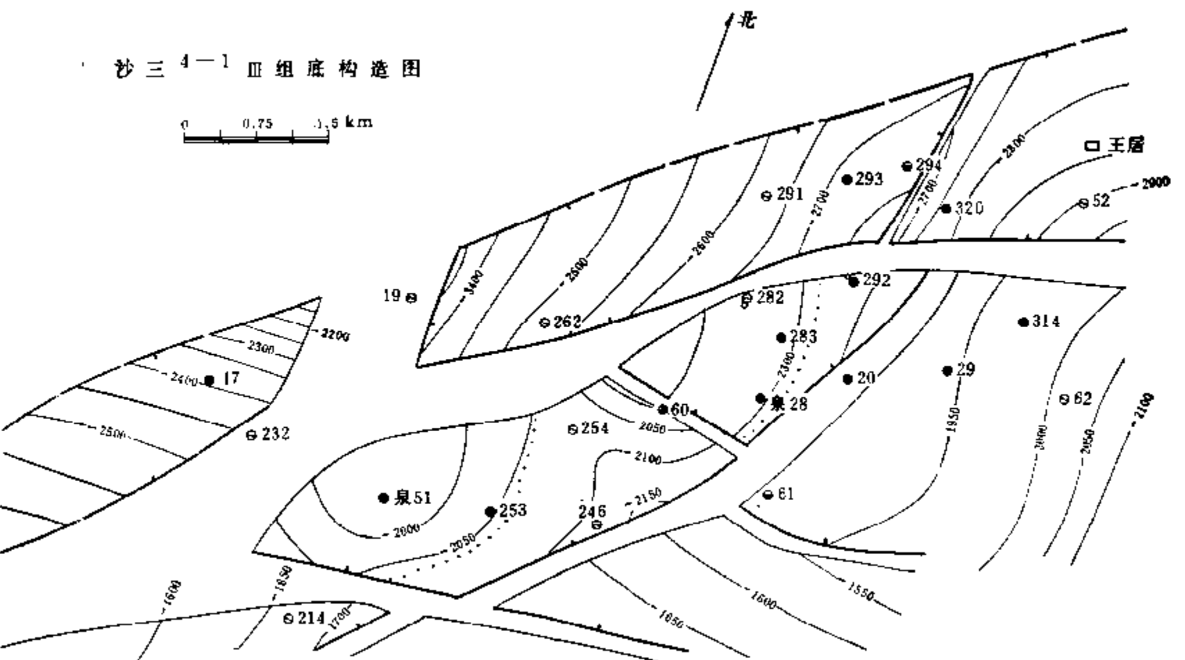
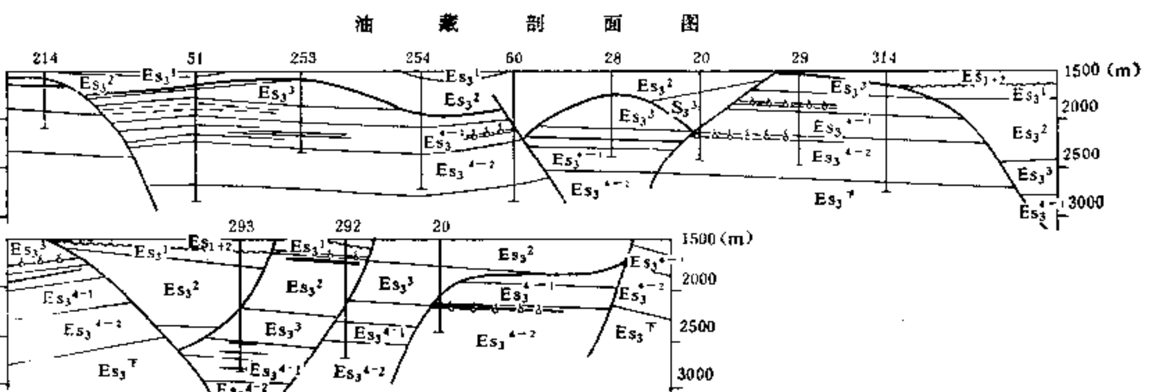


图 10-41 柳泉油气田泉63（琥珀营）地区综合成果图





油层综合柱状图

自然电位	层位 组	层位 段	层位 油组	层位 小层	比例尺 (m)	剖面	电阻率
	沙河街组	沙三上 沙三中 沙三下	Ⅰ Ⅱ Ⅲ Ⅳ Ⅴ Ⅵ Ⅶ Ⅷ		200 400 600 800 1000 1200 1400 1600 1800		

图 10-42 柳泉油气田泉51—28（王居）地区综合成果图

沙三$^{4-2}$段底构造图

泉 17 — 157 井油藏剖面图

油层综合柱状图

图 10-43 柳泉油气田泉46—58井区综合成果图

五、开发简况

本油田仅泉46—58井区投入开发较早，现将其开发状况简述于下。

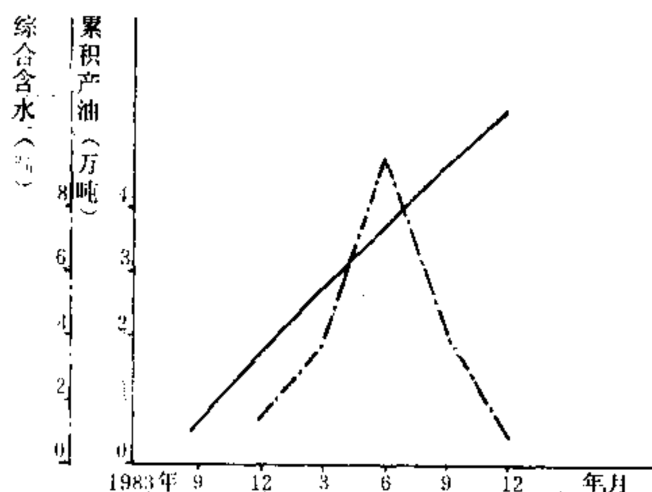


图 10-44 柳泉油气田泉46—58井区开采曲线图

该区于1983年9月投入开发，初期有生产井2口，单井日产17吨，综合油气比252立方米/吨。到1984年12月生产井数增加到27口，平均单井日产4吨，日产水平106吨，累计采油5.5678万吨，综合油气比450立方米/吨。由于该区饱和压力大，为182×10⁻¹兆帕，原始油气比高，因此初期自喷能力强，油井相对高产，但由于油层多是小透镜体，供油半径小，又无边底水补充能量，故随着时间推移油气比上升，产油量急剧下降（图10-44）。

III、中岔口油田

一、概况

中岔口油田位于河北省永清县大辛阁乡，1978年1月京16井于沙三下段首次获得工业油流。随后采用600米正方形井网布井12口，到1978年上半年钻井结束，共有完钻井13口有7口井获得工业油流。

二、构造位置及圈闭

中岔口油田位于牛北斜坡的北部，总的构造背景是由西向东倾没的单斜，而油田正处于一个上倾方向被断层封堵的断块构造上（图10-45）。在顶部安40井附近，地层倾角为7°左右，在低部位安16井区倾角增大为10°以上。区内共有断层5条，其中中岔口断层构成油层上倾方向的封堵。京16井断层为一条在沙三段已停止活动、深埋于沙三段之下的老断层，对沙四段分布有一定控制作用。另外三条断层走向北东，相互平行，断距较小，为30～40米，对油层的分割不太明显（图10-45）。

三、储集层

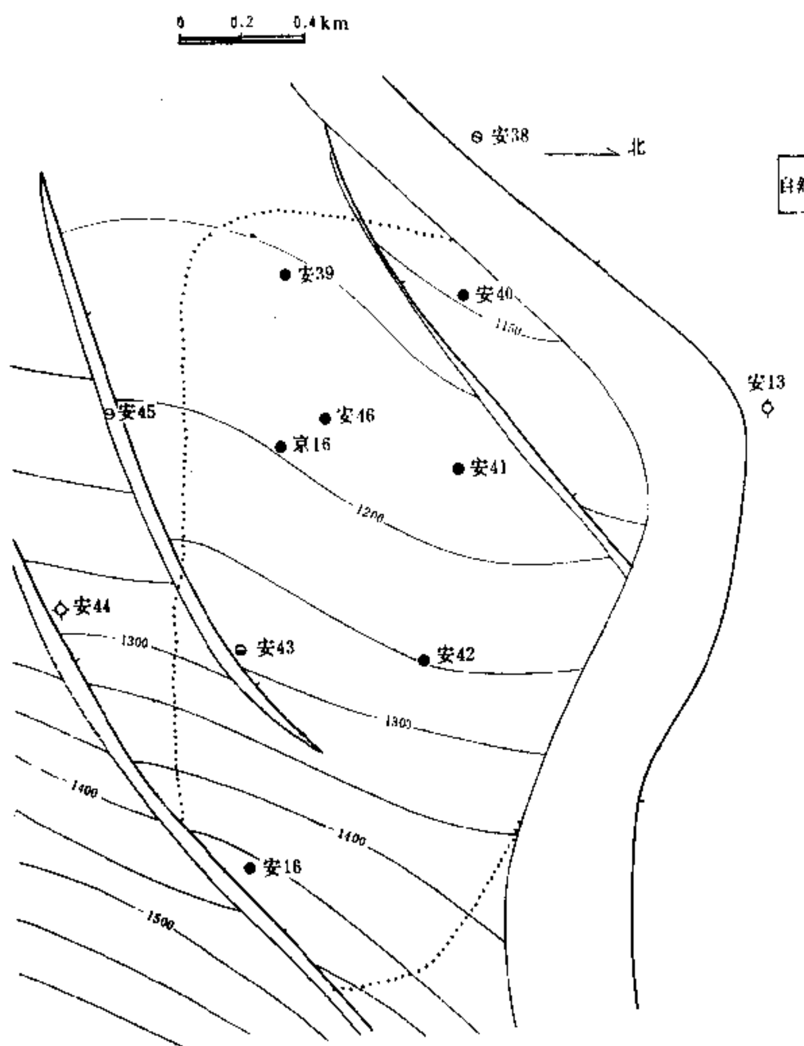
含油层系有沙三中段、沙三下段和沙四段。依据岩性及含油特点各划分为两个油组（图10-45）。沙四下部的方解石化凝灰岩与沙三下Ⅰ段中的透镜体砂岩是油田的主要储油岩，沙三中的Ⅱ段粉砂岩中获得了工业油流。沙三段油层有四个横向上相对较为稳定的油砂体，而沙四段只在构造高部位的安40井获得工业油流。

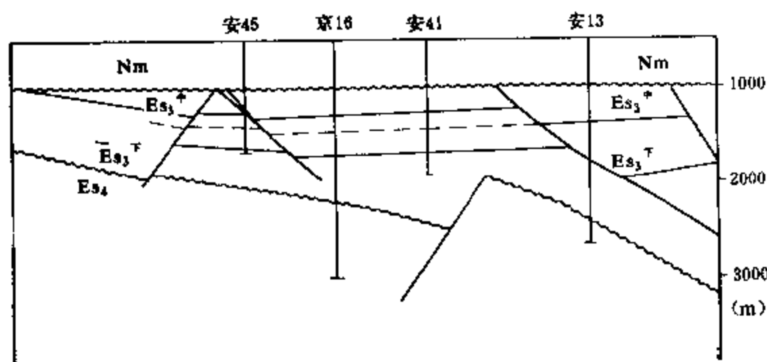
四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

油田的沙三段油层为透镜体状砂体，砂体的围岩为灰色泥岩，这泥岩既是油源岩又是封堵层，因此沙三段油藏为岩性油藏。

2.流体性质





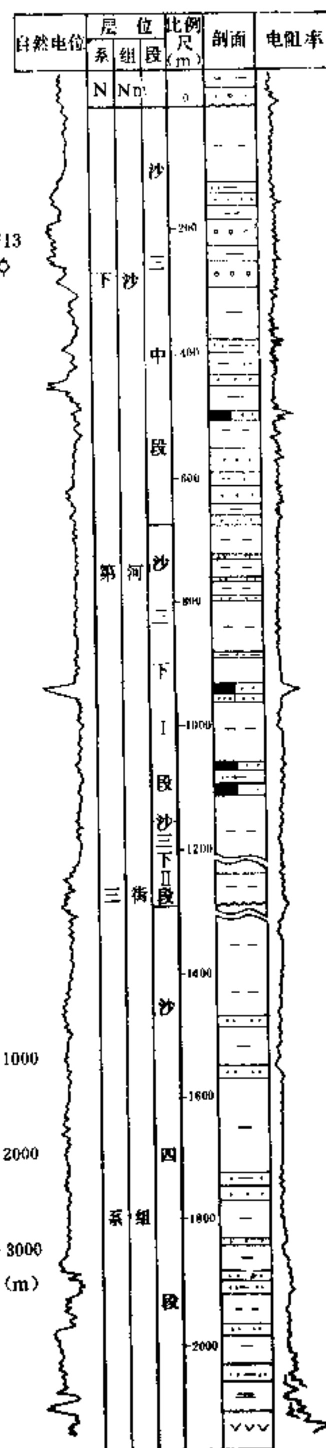


图 10-45 中岔口油田综合成果图

原油具有典型的霸县型原油特点，但不同系统原油性质又稍有差别。天然气成分以甲烷为主，一般含量>85%。地层水属高矿化度$CaCl_2$型水，表明油藏保存条件好（表10-44）。

表 10-44 中岔口油田沙三下段流体性质表

原油性质			天然气性质			地层水性质		
	相对密度	0.890		相对密度	0.7530		Cl^{-1} (mg/L)	22909.6
	粘度50°C (mPa·s)	20.6		甲烷 (%)	79.18		总矿化度 (mg/L)	35421
	含蜡 (%)	22.19		乙烷 (%)	4.02		水型	$CaCl_2$
	含硫 (%)	0.156		丙烷以上 (%)	9.71			
	胶质+沥青质 (%)	14.56		N_2+CO_2 (%)	5.12			
	凝固点 (°C)	38						
	初馏点 (°C)	114						

五、开发简况

中岔口油田于1978年4月到1980年有3口井投入试采，结果证明石油砂体压力各不相同。除Ⅱ号油砂体在京16井、安41井折算的压力系数为1.034外，其它油砂体原始地层压力系数均小于1，安16井测试Ⅰ号砂体压力系数只0.9。另外是油层较薄，Ⅰ号、Ⅱ号及Ⅲ号砂体有边水，但很不活跃。油田到1984年底，有生产井7口，开井6口，单井日产9吨，日产水平54吨，综合含水12.4%，累计采油6.85万吨，采油速度2.2%。

Ⅳ、别古庄油田京11断块

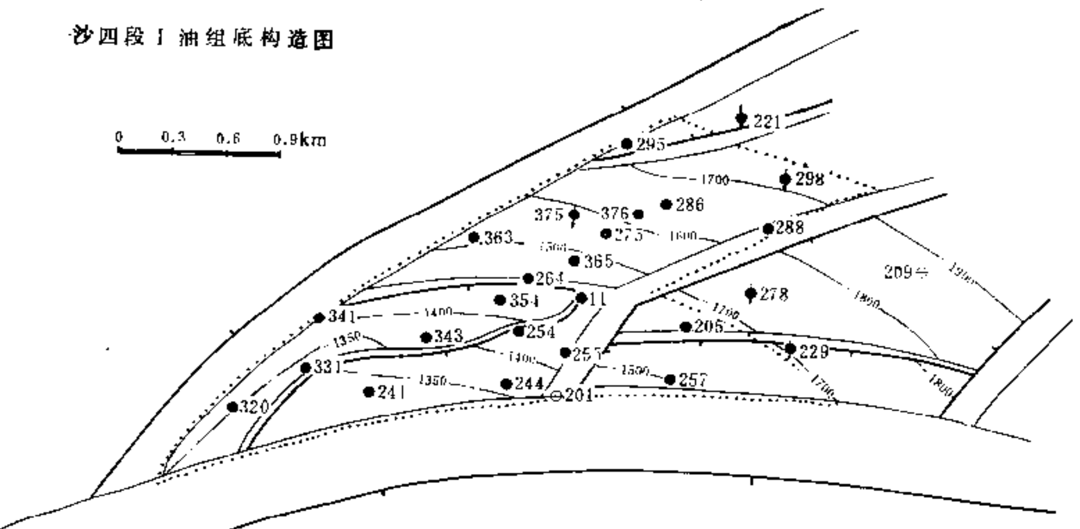
一、概况

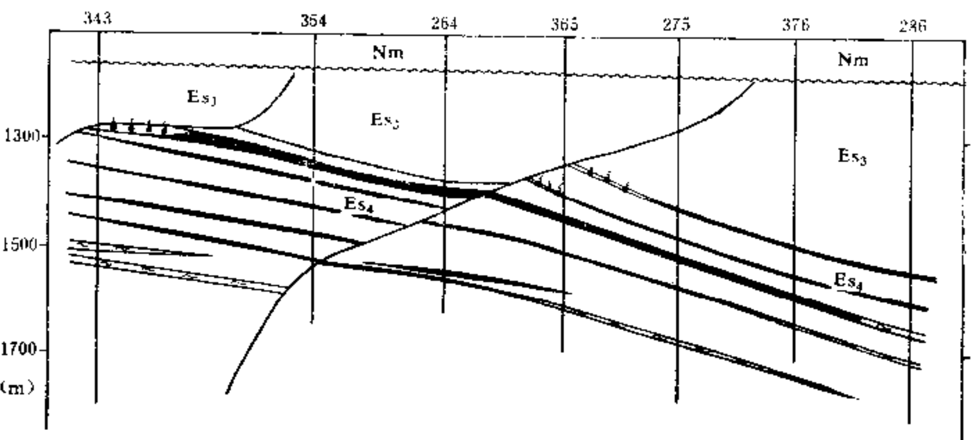
别古庄油田京11井断块位于河北省永清县别古庄乡，1978年2月京11井首获工业油流（图9-15）。共有完钻井82口，获工业油气流井55口，出水井11口，未下套管井2口。取芯井4口，取芯进尺887.97米，岩芯长725.46米，对岩芯进行了密集取样，对700多块样品做了常规物性分析，有19块样品进行了压汞试验。对少量有代表性的样品做了扫描电镜分析。

二、构造位置及圈闭

京11井断块处于河西务潜山带南端，由两组相交的断层组成为一个三角形地垒断块，其内又被七条断层切割成大小不等的6个含油断块。构造高部位地层倾角12～15°，低部位较陡，倾角为15～20°（图10-46）。

沙四段Ⅰ油组底构造图





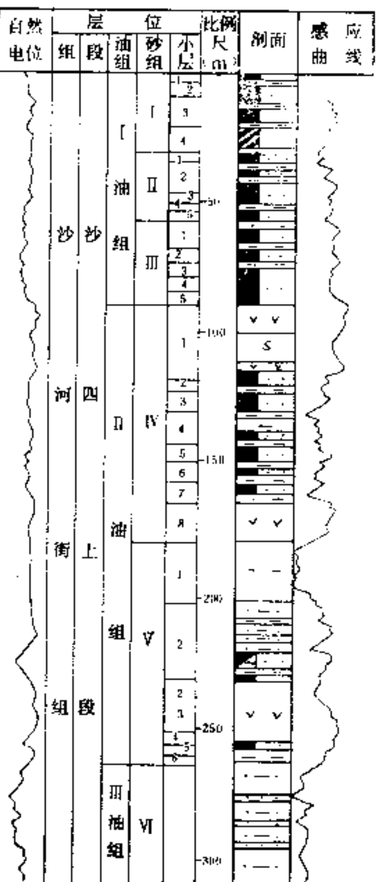


图 10-46 别古庄油田京11井断块综合成果图

三、储集层

1.油层组划分

据岩性及含油性组合特征将含油层段划分为三个油组，六个砂组、二十八个小层（表10-45）。

表 10-45　京11井断块油层组划分表

油组	砂组	小层编号	厚度 (m)	标准层 名称	电性特征	稳定程度① (%)	油气层分布
一	Ⅰ	1～4	30～38	"山"字型泥岩	微电极曲线呈山字型，感应曲线呈W型	91.8	油气集中段
	Ⅱ	1～5	35～40				
	Ⅲ	1～5	40～56	"U"字型凹兜	感应曲线为"U"字型	84.1	
二	Ⅳ	1～8	90～100	第一火成岩	电阻率曲线明显高阻	83.1	高部位含油
				第二火成岩	电阻率曲线明显高	80	
	Ⅴ	1～6	80～90	低阻泥岩段	感应曲线明显凹兜，自然电位曲线平直	95.5	
				第三火成岩	高电阻	100	
				第四火成岩	高电阻	97.8	
三	Ⅵ	未细分	未钻穿				油层零散

① 稳定程度指钻遇井数与总井数之比值。

2.油层分布

油气层单层厚度大，一般为2～4米，最厚>10米。单井油层累计厚度为40～60米，最厚可达103米(京365井)，平均35.9米。

油层分布稳定，在300米井网条件下，Ⅰ类油层的层数连通率达89%。在纵向上油层主要集中在Ⅰ油组，平面上受构造控制，构造高部位油层厚度大，一般为40～70米，低部位油层厚度小，一般为15～35米(图10-46)。

3.储集层岩性

油层岩性属岩屑长石粗粉砂岩，成分以石英为主，占60%以上，长石次之，占25～30%，粒度中值一般小于0.1毫米，分选磨圆较好。胶结物为泥质和钙质，胶结类型主要为接触式和孔隙—接触式。

4.储集层物性

据639块样品测试，有效孔隙度平均值为28%，空气渗透率165×10^{-3}二次方微米，有效渗透率42×10^{-3}二次方微米。碳酸盐含量较高，达13.2%。

喉道半径最大为63微米，最小<0.1微米。毛细管压力曲线以细歪度为主要特征,孔喉分选较差，曲线平直部分短而陡。排驱压力集中在$(0.55\sim1.5)\times10^{-1}$兆帕，对应的最大连通喉道半径值为5～13微米；喉道半径中值压力为$4.6\times10^{-1}\sim11.9\times10^{-1}$兆帕，对应的孔隙半径中值为0.62～1.67微米，0.1微米以下的最小非饱和孔隙体积约占15～30%。

影响储集层物性因素的主要是：1)粒度大小，粒度中值一般为0.03～0.07毫米，粒度细是导致物性较差的原因之一；2)胶结物成分，尤其是碳酸盐对物性影响较大，当含量＞14％时，则渗透率＜100×10^{-3}二次方微米；3)喉道半径中值与渗透率关系密切，喉道半径中值越大，渗透率越高；喉道半径中值＜2微米，渗透率＜100×10^{-3}二次方微米，若为2～4微米，则渗透率为100×10^{-3}～400×10^{-3}二次方微米。

5.油层评价

以含油面积、有效厚度、储量三项指标为依据，按照下列标准，即：Ⅰ类油层，含油面积＞2.0平方公里，有效厚度＞11米，地质储量＞300万吨；Ⅲ类油层，含油面积＜1.4平方公里，有效厚度＜7米，地质储量＜130万吨；Ⅱ类油层介于Ⅰ类和Ⅲ类标准之间，对油组进行了评价。评价结果：Ⅲ、Ⅳ砂组为Ⅰ类油层，Ⅰ、Ⅱ砂组为Ⅱ类油层，Ⅴ砂组为Ⅲ类油层。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

为断块油气藏，油、气、水按构造部位高低分异清楚，油气界面在1350米，油水界面在1600～1620米。具统一的压力系统，压力系数为1.03～1.06。

2.流体性质

由表10-46表明，原油相对密度为0.859，粘度为13.4毫帕·秒。天然气甲烷含量接近90％，油田水属高矿化度$CaCl_2$型水，封闭条件较好。

表 10-46 别古庄油田京11井断块流体性质表

原油性质	相对密度	0.859	天然气性质	相对密度	0.6435	地层水性质	Cl^- (mg/L)	13037
	粘度50°C (mPa·s)	13.4		甲烷 (%)	89.21		总矿化度 (mg/L)	25100
	含蜡 (%)	9.83		乙烷 (%)	4.32		水型	$CaCl_2$
	含硫 (%)	0.129		丙烷以上 (%)	3.66			
	胶质+沥青质 (%)	15.17		$N_2+CO_2+H_2S$ (%)	2.82			
	凝固点 (°C)	29						
	初馏点 (°C)							

五、开发简况

别古庄油田于1979年7月投入开发。8月开始注水。油藏具有统一压力系统。分Ⅰ、Ⅱ油组和Ⅲ、Ⅳ油组两套注采井网。

截至1984年底，油藏两套层系共有生产井47口，开井40口，日产水平583吨，采油速度1.9％，综合含水14.3％，综合油气比217立方米/吨，月注采比0.64。油藏压降过大，大

部分生产井低于饱和压力生产，流饱压差最高达43×10^{-1}兆帕，油气比为原始油气比的3倍，处于溶解气驱开采(图10-47)。

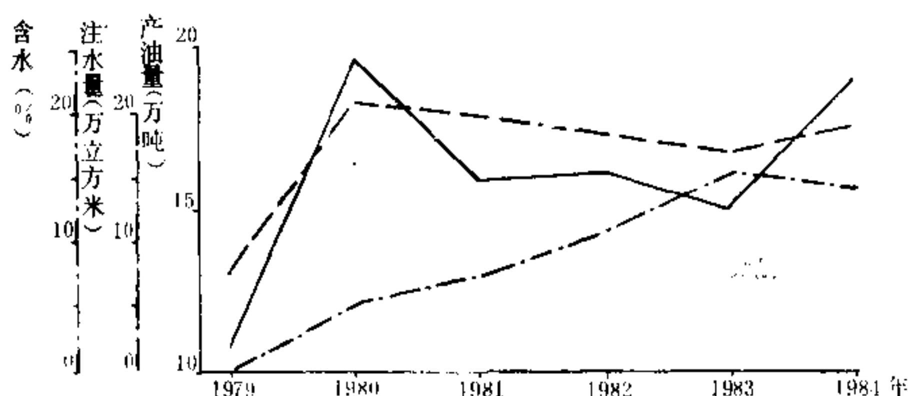


图 10-47 别古庄油田京11井断块开采曲线图

V、岔河集油田

一、概况

岔河集油田位于河北省雄县昝岗乡，北起岔29井，南至岔44井，西至岔77—62井，东抵32—49井。1978年9月发现，发现井为岔4井。于12月开始详探开发，到1984年底共打井288口。

全油田共有系统取芯井12口，取芯进尺1919.78米，芯长1692.12米，收获率88.14%，含油芯长188.95米。各种分析化验资料较全，其中进行了常规物性分析的样品1725块次，电镜扫描样品47块，压汞40块，岩石薄片1020块。

二、构造位置及圈闭

岔河集油田位于霸县单断凹陷陡翼，牛东大断层的宽缓大断面上，西邻牛驼镇凸起，东接霸县凹槽。油田所在圈闭，为逆牵引背斜构造，轴向20～25度，与牛东断层大体平行，两翼地层倾角不对称，西翼陡，为15～20°，东翼缓，为10～15°。断裂发育，根据290口井(包括油田外围井)的断点数据与地震资料，共组合断层23条。牛东大断层为边界断层；岔19井断层位于构造的北部，断距大，发育早，横切构造使油田分为南北两区。北区为岔4井断块，其余21条可分为北北东及北西西向两组，彼此交切，将构造切割成一系列断块。位于油田内部的断块有14个，每一个断块就是一个独立的圈闭(图10-48)。

三、储集层

1.油层组划分

根据沉积旋回含油特点及流体性质，将东三段及沙一上段主要含油层段划分为Ⅰ～Ⅵ个油层组，38个小层(表10-47)。

2.油层特点

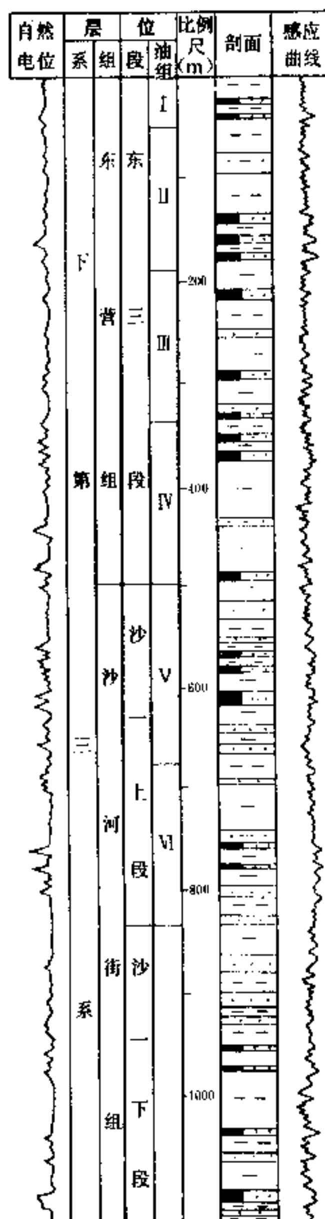
(1)断块含油贫富悬殊 油田各含油断块区之间油气富集程度差别大，含油贫乏的断块区，如岔28、74(南部)断块内含油分散，油层分布局限，储量只能按单井计算，分别为8.38和11.18万吨；含油中等的如岔33断块，油层有效厚度平均为6.9米，每平方公里控制地质储量48.4万吨；而油气富集的岔4断块，油层有效厚度平均为16.2米，每平方公里控

东营组底界构造图

0 0.5 1 1.5km

注：● 生产井包括待投井

油层综合柱状图



岔 77 — 岔 87 井油藏剖面图

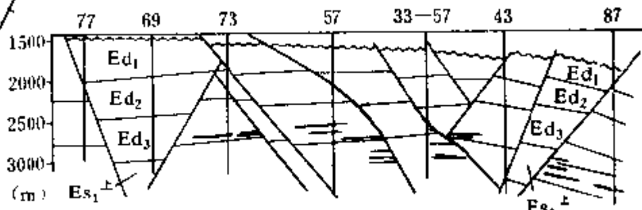


图 10-48 岔河集油田综合成果图

制地质储量162万吨。每平方公里控制地质储量大于100万吨的断块仅有三个(岔4、30、39)，成为本油田的富集断块。

每个断块内，又因次一级断层的切割和砂体发育程度不同，含油情况也有变化，如岔15断块内包括五个小断块，其80%的储量集中在两个小断块之中。

表 10-47 岔河集油田油层组划分表

层位 段	层位 油组	小层数(个)	厚度(m)	油层的稳定程度 迭加面积(km^2)	I类油层所占面积(km^2)	I类油层百分数(%)	岩电标志	主要产油断块
东三段	I	1	30～40	28.92	2.817	9.7		
	II	5	128～152	28.92	6.790	23.5	双凹兜段。棕褐色泥岩夹钙质层，感应曲线成双"凹兜"	岔15 岔39 断块
	III	6	152～238.4	28.92	8.058	27.9	箱状高阻段。棕褐色泥岩及泥质砂岩，感应曲线呈箱状	
	IV	6	143.4～176.9	28.92	8.602	29.7	"笔架"段。棕褐色泥岩及砂岩，感应曲线本层顶部形似笔架	岔4 断块
沙一上段	V	6	174～198	28.92	8.775	30.3		岔12、74 30、31 断块
	VI	14	345～420	28.92	8.105	28.0		

(2)油层分散　主要反映在四个方面，一是油组分散，油田内共有六个油层组，各个油层组在平面上有各自的分布范围。不同断块主要产油层组不同，南部岔15、39断块，主要是I～III油层组。中—北部岔12—30断块区主要是III～VI油层组，而岔4断块内则主要为IV油层组；二是在剖面上油层分散，单井油层分布井段达200～400米。据96口井统计，单井平均油层有5.4层，厚13.3米，每100米井段中仅有油层4～7米；三是油层单层厚度小，最大为9.8米，最小为0.6米，全油田单层平均厚仅2.6米；四是单个油砂体分布面积小，在300～400米开发生产井网控制下，油层连通率为14(岔33断块区)～55%(岔31断块区)。多数单个油砂体面积为0.09～0.16平方公里。每一个油砂体自成一个含油单元，油层间连通很差(图10-49)。

3.油层评价

依据I类油层的总厚度，含油面积，单位面积控制的地质储量和总地质储量四项指标，对纵向上的六个油层组进行分类。结果是V、IV油组为I类油层组，II、III油组为II类油层组，I、VI油组为III类油层组。已开发的8个断块中，岔4、岔30及岔39井断块为I类断块，岔31，岔15及岔74井断块为II类断块，岔33井断块为III类断块(图10-49)。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

岔河集油田的构造背景是一个被断层复杂化的逆牵引背斜构造、油层主要受构造控制，高部位油层发育，低部位如岔44、45、32井区多为水层。但由于两组断层纵横交切及大量的小砂体控制，使油水关系变得极为复杂。如果就总体而言，可叫做复杂断块油藏；具体而言油藏类型是多种多样的。按成因可分为三类：

（1）构造油藏　如岔4断块区Ⅳ油组油藏，具有统一的油水界面(2000米)。构造控制油气分布，高部位油气富集。

（2）岩性油藏　如岔15井区Ⅱ油组油藏。

（3）地层油藏　如岔148—74井区Ⅳ油组超覆油藏。

各种类型油藏的分布有明显规律，在砂体发育区，往往以构造断块油藏为主，如岔4、30井区。在砂体变化区，往往以断层—岩性油藏为主，如岔15、39断块区。在沉积间断明显地区，则形成超覆油藏。

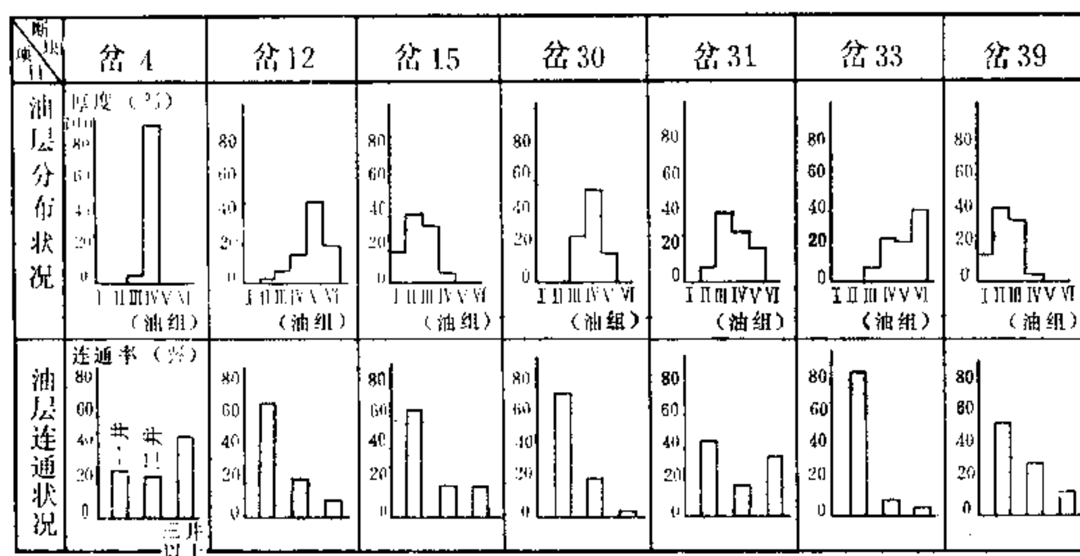


图 10-49　岔河集油田分断块油层评价图

在一个断块之内也有多种类型的油藏，如岔31断块，是一个以Ⅳ油组岩性油藏为主的含油断块，断块腰部有大量岩性尖灭及透镜体油藏。在高部位又有少量断层遮挡油藏，由此构成每个断块内包括多种油藏类型，每种类型之内又有为数众多的油藏。这种类型多数量大的油藏在剖面上的上下叠置和平面上的迭瓦排列，使每一个断块区成为一个复合含油体，在这个含油体内没有统一的油水界面，往往出现油水层间互分布的复杂状况。

2.流体性质

原油性质在剖面上有层位越老，油质越轻的趋势。天然气中甲烷含量<70%，为油田溶解气，南区岔39断块，甲烷含量明显低；地层水属高矿化度$CaCl_2$型，说明东三段、沙一上段的水与深层沙二、三段的水连通。在埋藏深度<2500米时，有$NaHCO_3$型水。见表10-48。

五、开发简况

本油田从1978年12月详探试采以来。已有8个断块投入开发。1982年12月开始注水。

表 10-48 岔河集油田流体性质表

原油性质	相对密度	0.851	天然气性质	相对密度	0.8313	地层水性质	Cl^- (mg/L)	15851
	粘度50°C (mPa·s)	10.0		甲烷 (%)	68.2		总矿化度 (mg/L)	28069
	含蜡 (%)	19.0		乙烷 (%)	12.1		水型	$CaCl_2$ $NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.15		丙烷以上 (%)	17.3			
	胶质+沥青质 (%)	13.8		N_2+CO_2 (%)	2.4			
	凝固点 (°C)	33						
	初馏点 (°C)							

注水前地层压力和单井产油量下降快，注水后地层压力和单井产量均明显上升，油气比和含水率下降，到1984年底共有生产井197口，注水井30口，日产水平 1558 吨。累计采油128.35万吨(图10-50)。

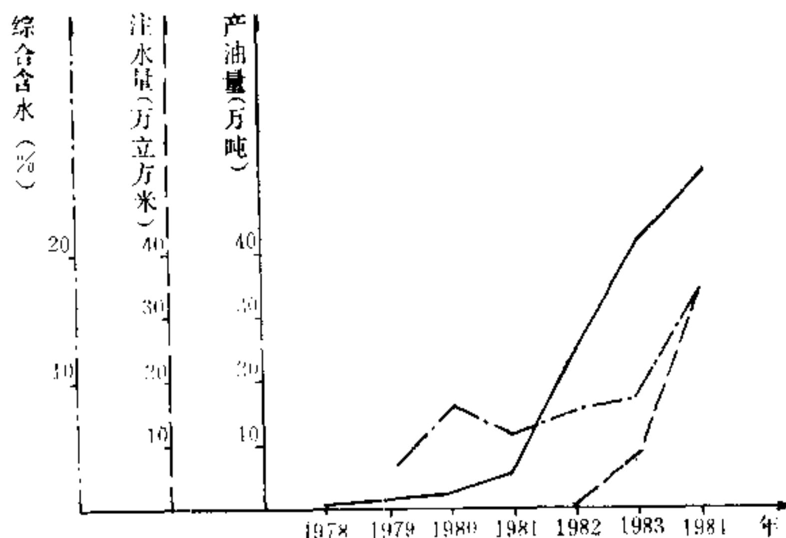


图 10-50 岔河集油田开采曲线图

VI、刘李庄油田

一、概况

刘李庄油田位于河北省安新县境内白洋淀南岸。1977年11月发现，产油层为孔店组砾岩，从雁24井首见工业油流，到1984年底全油田完钻井34口，其中探井 6 口。共试油井23口，获工业油流井12口，低产油井 7 口，出水井 4 口。在三口井内间断取芯，其中砾岩油层取芯进尺4.85米，岩芯长3.08米，收获率62.5%，含油岩芯长0.71米。仅对少量样品做过常规物性分析和薄片鉴定。

二、构造位置及圈闭

刘李庄油田位于高阳低凸起北部倾没端，鄚西凹槽西南缘。构造为一潜山披覆长轴背斜，高点在雁109井区。呈北北东走向，长8公里，东西宽1.5～2公里，两翼倾角为10～20°。圈闭内有断层四条，将构造切割成五个断块，由北向南节节下降（图10-51）。

三、储集层

油层主要集中在孔店组砾岩层上段，按含油性划分为两个油组。由于油层单一，可对比性差，故再未细分小层。

I_1油组是油藏主要产油层，在本区内广泛分布，雁117、111、110井一线以北，Ⅰ类有效厚度>8.0米；以南<8.0米。I_2油组含油较差。

I_1油组岩性主要为深灰及浅灰色白云岩成分的砾石，胶结物主要为钙质及铁质。I_2油组砾石成分杂，含较多的燧石及石灰岩砾石，胶结物为紫色砂泥岩。砾石分选差，砾径最大可达10厘米，小者0.5厘米，一般2～3厘米。颗粒呈次圆状。

储集空间主要为砾间孔及砾石裂缝和溶蚀孔洞。有效孔隙度10%，空气渗透率417×10^{-3}二次方微米。裂缝的发育程度对油层渗流条件影响很大，按雁50井压力恢复曲线计算的有效渗透率为1550×10^{-3}二次方微米。压力恢复极快，与潜山裂缝油藏相似。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

油气分布明显受构造控制，构造高部位井产油，低部位井多产水或为干层。各含油断块有各自的油水界面，北断块为2730米，南断块为2790米。试采资料表明一口井采油各断块地层压力下降一致，说明是同一压力系统，因此本油藏类型属背斜构造油藏。

2.流体性质

原油性质具霸县型特点。天然气为油藏伴生气，相对密度高为1.235，甲烷含量低，为35.79%。地层水属高矿化度$CaCl_2$型水。说明油藏保存条件好（表10-49）。

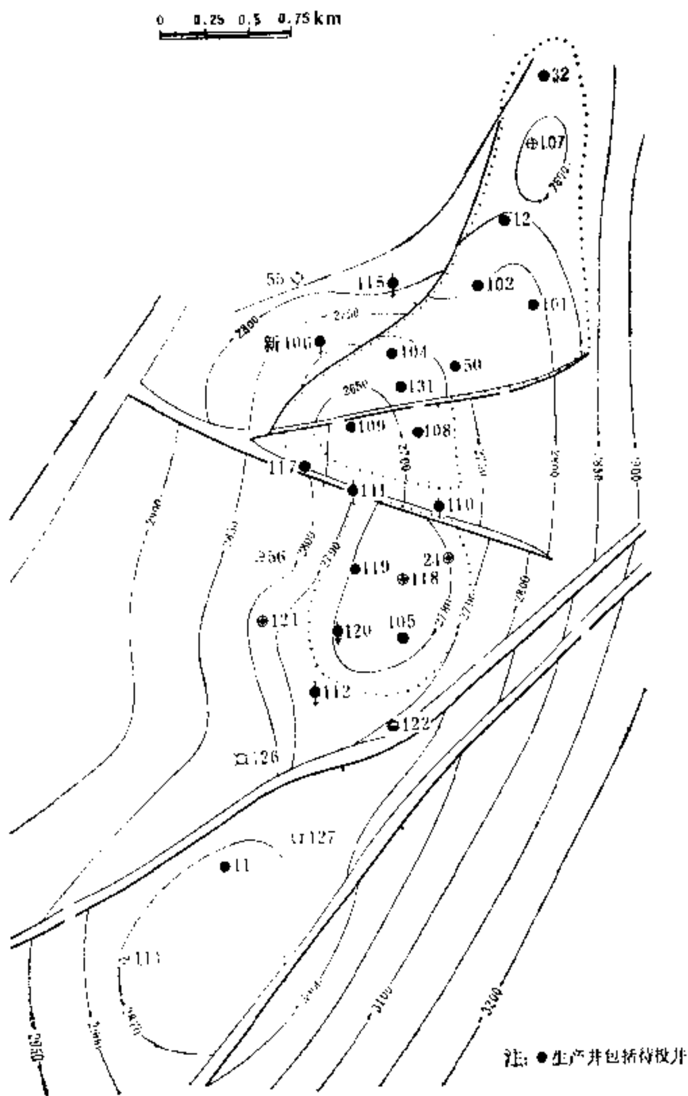
表 10-49　刘李庄油田流体性质表

原油性质	相对密度	0.869	天然气性质	相对密度	1.235	地层水性质	Cl^- (mg/L)	6925
	粘度50°C (mPa·s)	23.67		甲烷 (%)	35.79		总矿化度 (mg/L)	12351
	含蜡 (%)	17.46		乙烷 (%)	10.85		水型	$CaCl_2$
	含硫 %	0.233		丙烷以上 (%)	44.38			
	含胶质+沥青质(%)	23.8		N_2+CO_2 (%)	8.97			
	凝固点 (°C)	35.2						
	初馏点 (°C)							

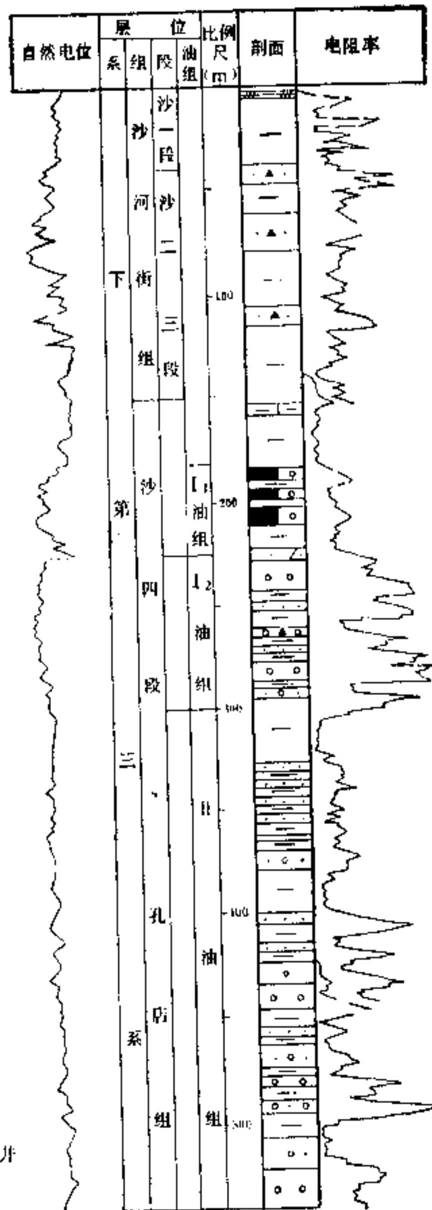
五、开发简况

刘李庄油田于1978年5月投入开发，1979年4月开始注水，产油量上升快，如雁50井注水前日产油137吨，注水3个月后，日产油量上升为202吨。到1984年底有生产井10口，

孔店组Ⅰ－1油组顶构造图



油层综合柱状图



雁11—雁12井油藏剖面图

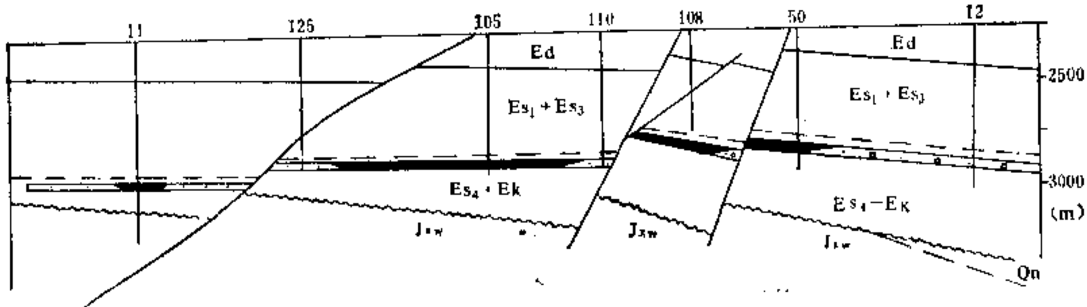


图 10-51 刘李庄油田综合成果图

注水井5口，日产水平140吨，累记采油40.5万吨（图10-52）。

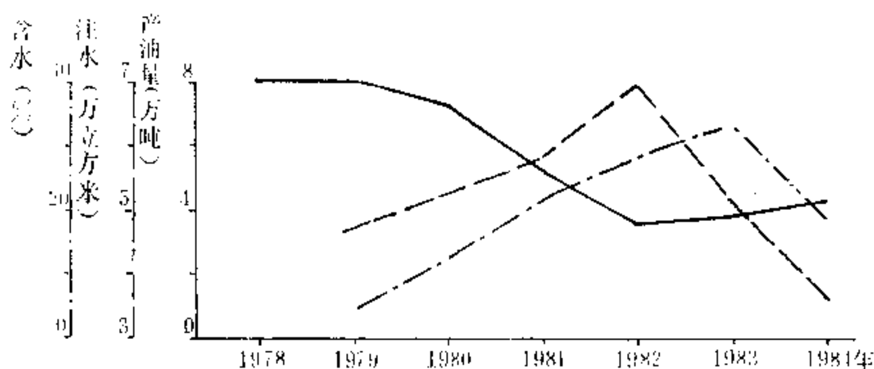


图 10-52 刘李庄油田开采曲线图

VII、南马庄油田马2井断块

一、概况

南马庄油田马2井断块位于河北省任丘县麻家坞及南马庄村。1976年9月发现，发现井为马2井，产油层位沙三段。

到1984年底，本断块完钻井30口，其中探井2口，详探井4口。共试油井23口，出油井17口，出水井6口。系统取芯井2口，取芯进尺244.37米，岩芯长210.55米，收获率为6.2%。进行常规物性分析取样572块，其中压汞分析26块，电镜扫描16块。

二、构造位置及圈闭

本油藏位于文安斜坡南端，南马庄断阶带北段，东与大城凸起毗邻，西与马西凹槽相连，北西向霸县凹陷倾没，圈闭为马西主断层与油藏东部断层夹持的地垒鼻状构造（图10-53）。高点在马2井附近，地层倾向北西，倾角一般为4～9°，最大为15°，闭合度约180米，圈闭面积约6.0平方公里。

区内有北北西、北东、北北东向三组断层（图10-53）。

三、储集层

1.油层组划分

按沉积旋回及含油特点，将沙三段划分为6个油层组，24个小层（图10-53）。

2.油层分布

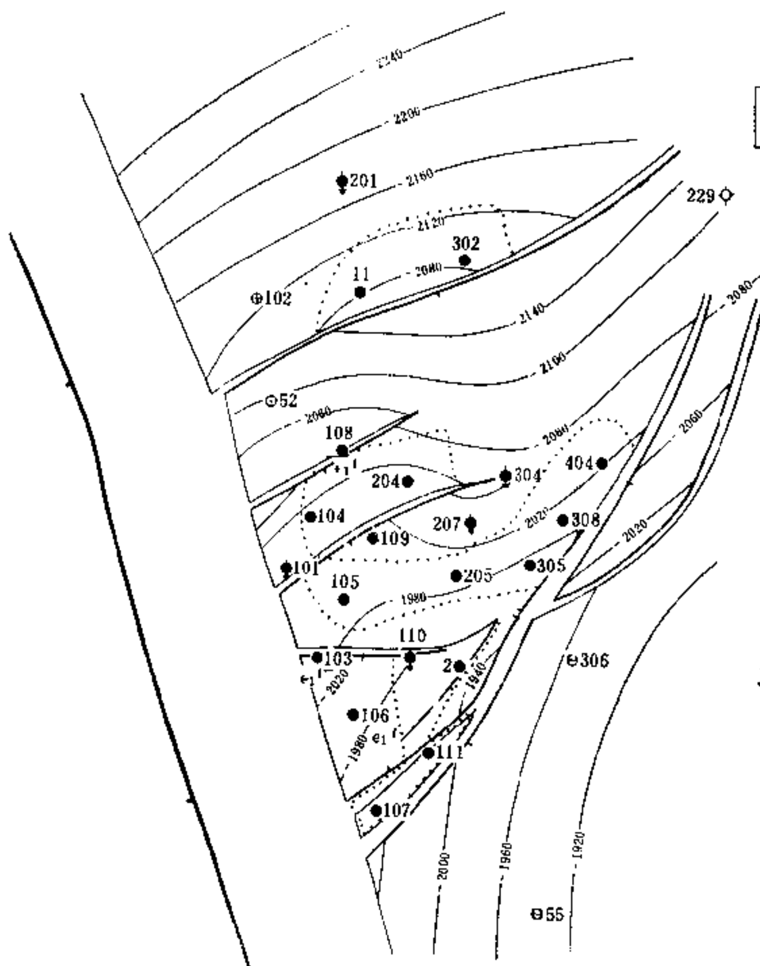
在纵向上油层主要分布于沙三上段Ⅱ、Ⅲ油组及沙三下段。单井Ⅰ类油层一般厚度为5.0～9.0米，单层厚度一般2～3米。含油砂体在平面上分布范围小，在250～600米井距控制下，统计13口井Ⅰ类油层39层，两口井以上连通的油层仅有8层，占总层数的21%。多数油层分布面积<0.3平方公里。

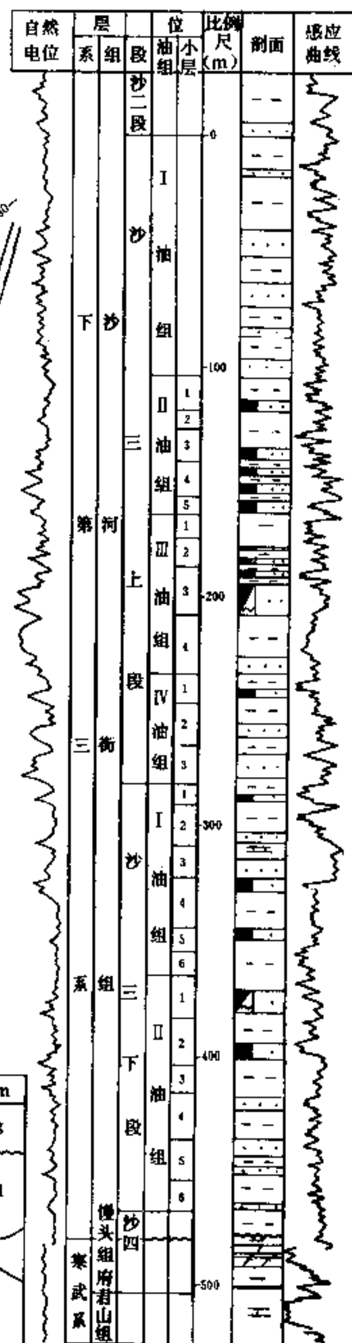
3.储集层岩性

主要为长石粉细砂岩。粒度中值为0.105毫米，分选较好，分选系数为1.44，泥质钙质胶结、胶结类型为孔隙式和接触式。

4.储集层物性

储集层物性较好：孔隙度21.6%，空气渗透率平均113×10^{-3}二次方微米，碳酸盐含量<5%，泥质含量<9.7%。





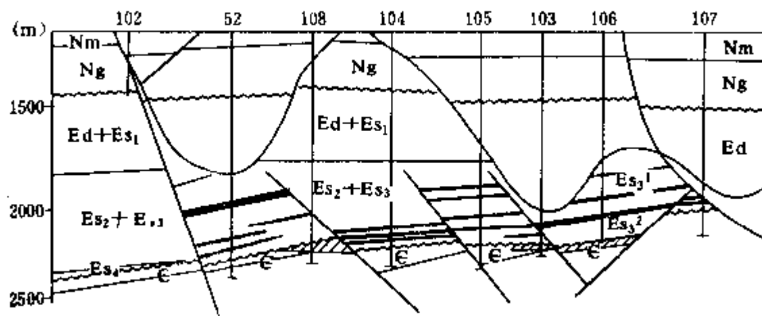


图 10-53 南马庄油田马2井断块综合成果图

毛管压力资料表明微观孔隙较为发育，大多曲线属粗歪度，分选好。峰位集中在2.5～6.3微米。最大连通喉道半径集中在7.5～18.75微米。喉道半径中值为0.44～1.5微米，喉道半径大于0.5微米的孔喉体积占总孔喉体积的50～66%。

影响储集层物性的主要因素是碳酸盐含量。如沙三上段碳酸盐含量为2.6%，平均渗透率为550×10^{-3}二次方微米。而沙三下段碳酸盐含量为9.51%，平均渗透率则只有48×10^{-3}二次方微米。

5.油层评价

对沙三段五个油组（沙三上段Ⅰ油组除外），划分为三种类别。

Ⅰ类油层有沙三上段Ⅱ油组；Ⅱ类油层有沙三下段Ⅰ、Ⅱ油组，沙三上段Ⅲ油组；Ⅲ类油层有沙三上段Ⅳ油组。沙三上段Ⅱ油组为油藏主力油层组。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

油层受构造控制，在断鼻高部位油气富集，低部位大部分为水层；油水层在纵向上间互，无统一油水界面；油藏属断块类型。

2.流体性质

原油，相对密度、粘度、胶质沥青质含量和凝固点均比较高。纵向上层位越新，原油性质越差。平面上在断块高部位原油性质相对较好。

天然气属油藏伴生气，甲烷含量为75.9%。

地层水为高矿化度$CaCl_2$型水。见表10-50。

表 10-50 南马庄油田马2井断块流体性质表

原油性质		天然气性质		地层水性质	
相对密度	0.880	相对密度	0.7871	Cl^- (mg/L)	7000～16000
粘度50°C (mPa·s)	56.4	甲烷 (%)	75.89	总矿化度 (mg/L)	24295
含蜡 (%)	19.4	乙烷 (%)	2.5	水型	$CaCl_2$
含硫 (%)	0.25	丙烷以上 (%)	9.82		
胶质+沥青质 (%)	28.3	N_2+CO_2 (%)	10.78		
凝固点 (°C)	38				
初馏点 (°C)					

五、开发简况

南马庄油田马2井断块于1977年4月开发。初期依靠天然能量，产量平均月递减9.7%，含水月上升3.5%，采油速度降至0.57%，1982年4月开始注水。到1984年底，日产水平与注水时相比增长了48.1%。采油速度由2.4%上升为3.5%。有生产井14口，注水井6口。开采曲线见图10-54。

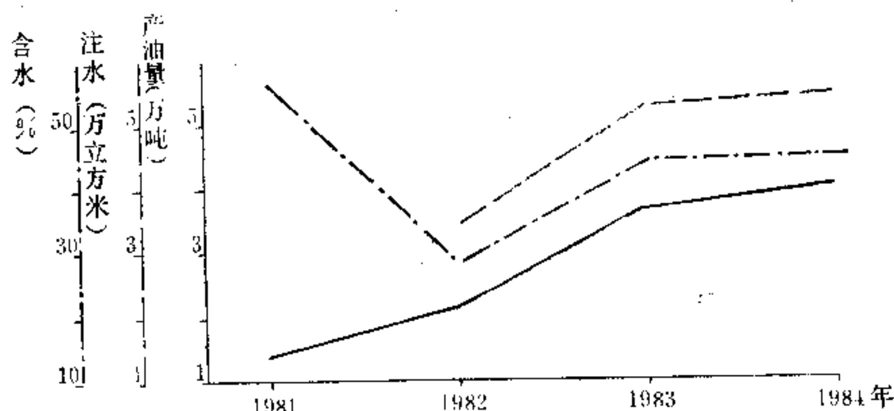


图 10-54 南马庄油田马2井断块开采曲线

VIII、肃 宁 油 田

一、概况

肃宁油田位于肃宁县梁村乡，于1981年2月发现，发现井为宁6井，产油层位主要为东三段。到1984年底共完钻探井27口，未下套管井1口，获工业油流井20口，低产油流井2口。全区已有取芯井9口，取芯进尺369.78米，岩芯长345.27米，岩芯收获率93.4%，含油岩芯长10.05米。本油田于1984年有两口井试采，累计采油0.62万吨。

二、构造位置及圈闭

肃宁油田位于河间西凹槽中（图9-16），圈闭为背斜，是由于东西两侧挤压形成的表层褶皱。走向北北东。北到宁15井，南至宁9井，长16公里，宽2～5公里。东三段底界构造面积75平方公里，闭合幅度200米，高点深度2700米。轴部位于宁14井至609井一带，轴部地层较陡，倾角6～7°。轴线分别向南、北两端倾没，倾角平缓，为2～3°。整个构造被北西、北北东向两组断层切割形成七个断块，圈闭面积40平方公里。以宁9—28井断层为界，其西断层面东倾，其东断层面西倾，对偶断层使背斜顶部陷落为地堑（图10-55）。

三、储集层

1.油层组划分

主要产油层为东三段，含油井段较长，可达600米，根据沉积旋回及含油特点划分为7个油层组。

2.油层薄，分布范围小

从35个Ⅰ类油层的厚度分析，单层厚度小于4米的计有29层，占总层数的83%，厚度为4～6米的计有6层，占总层数17%，说明本区内多数油层很薄，再则是储集层分布范围小。从现有详探井来看，两口井间没有一个油层是连通的，在同一断块内，也没有相同的油水界面，说明单个油砂体分布范围很小。

3.储集层物性差

东三段储集层为河流滩坝砂体，从岩芯物性分析来看，物性较差。

用宁601井油浸粉一细砂岩3块样品分析，孔隙度平均16.4%，渗透率平均14×10^{-3}二次方微米，碳酸盐含量平均10.8%，粒度中值0.095毫米。根据宁606井岩矿薄片鉴定，

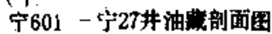
东三段顶构造图

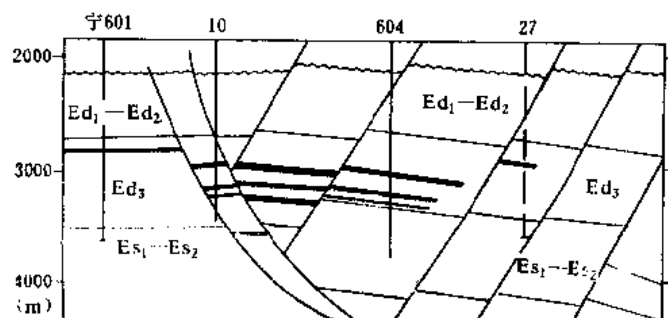
0 1 2km

北

宁620 宁15 613 宁16 宁23 29 宁6 宁7 宁17 宁14 28 宁602 26 宁612 25 27 宁604 宁10 31 宁606 宁601 宁11 宁12 宁3 宁19 宁608 宁607 宁603 宁1 宁18 宁2 宁609 宁30 宁9

2400 2500 2600 2700 2750 2800 2900 3000





油层综合柱状图

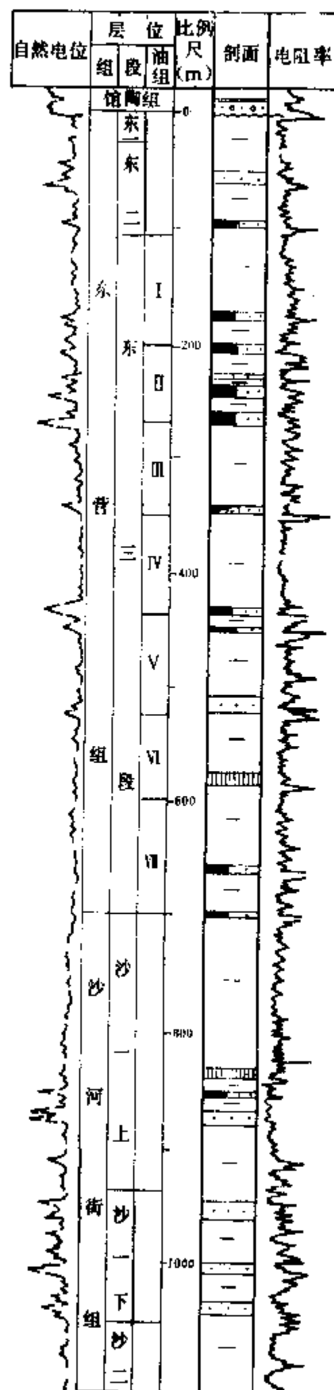


图 10-55 肃宁油田宁11井断块综合成果图

不含油的砂岩泥质胶结物含量达10～15%，油斑砂岩的方解石胶结物含量达30%。胶结类型主要为孔隙一基底式。根据宁26井含油岩芯分析，孔隙度平均17～20%，渗透率平均小于50×10^{-3}二次方微米，最大为170×10^{-3}二次方微米。说明本区储集层物性较差。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

东三段油藏受断层及岩性等多种因素控制，就整体而言可以叫断块岩性油藏。如宁11、12井区为断块油藏，而宁604断块Ⅲ、Ⅳ、Ⅵ油组，宁12断块Ⅶ油组及宁601断块的各油组则为岩性油藏。

2.流体性质

以宁11井断块为例，原油相对密度小，天然气为伴生气，地层水属低矿化度NaHCO型水（表10-51）。

表 10-51 宁11井断块流体性质表

原油性质			天然气性质			地层水性质		
	相对密度	0.8693		相对密度	0.6435		Cl^- (mg/L)	1196
	粘度50°C (mPa·s)	19.68		甲烷 (%)	87.12		总矿化度 (mg/L)	6113
	含蜡 (%)	17.5		乙烷 (%)	6.09		水型	$NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.16		丙烷以上 (%)	4.07			
	胶质+沥青质 (%)	21.4		N_2+CO_2 (%)	0.89			
	凝固点 (°C)	34						
	初馏点 (°C)							

五、开发简况

到1984年底已钻开发井26口，正待投入生产。

IX、大王庄油田留70井断块

一、概况

大王庄油田留70井断块，位于河北省肃宁县南湾里乡和饶阳县大宫亭乡境内，于1980年7月发现，留70井首获工业油流。

自1979年8月钻探留70井以来至1984年底，共完钻井70口，其中探井2口，详探井8口，基础井15口，开发井44口，未下套管井1口。已进行试油井有57口，其中获工业油流井45口。产油层位主要为东三段及沙一上段。

在区内已有取芯井4口，取芯进尺为536.09米，岩芯长512.8米，收获率95.7%，含油岩芯长51.35米。

二、构造位置及圈闭

大王庄油田留70井断块，位于留西地堑西侧，肃宁—大王庄构造带的南高点（图9-16），为大王庄潜山的披覆构造。沙一上段底界构造图表明为一被断层切割顶部陷落的背斜构

造。走向北东，长5.5公里，宽3.5公里，构造面积20平方公里。背斜高点在留70—11井区。背斜两翼不对称，北西翼较缓，地层倾角5～7°，南东翼较陡，地层倾角10～18°（图10-56）。

区内有北东及北西走向两组断层12条。其特点是断距小，多数<100米；延伸短，多数1～5公里，最短者仅400米。12条断层把本区切割为八个断块，留485井、474井及426井断块为主要含油断块。

三、储集层

1.油层组划分

按沉积旋回、含油性及层、组间隔层等，将沙一上段划分为四个油组18个小层，将东三段划分为五个油组38个小层。总计九个油组56个小层（图10-56）。

2.油层分布特点

沙一上段含油层组多，整个沙一上段四个油组均有油层。18个小层中有17个小层有油层。但主力油层集中，根据Ⅰ类油层有效厚度的统计，以Ⅲ油组最厚，占Ⅰ类油层有效厚度的57.19%；Ⅱ油组次之，占Ⅰ类油层有效厚度的19.18%；在小层中则以$Ⅲ_5$小层最厚，占Ⅰ类油层有效厚度的32.28%。

横向上油层连通差，从统计的5个断块中，分断块的层数连通率[1]为33.3～59%，厚度连通率为21.4～59.4%。说明多数油层是不连通的、单井钻遇的、孤立透镜体。

东三段的五个油组也均有油层分布，38个小层中，32个小层内有油层。主力油层不集中，各个油组Ⅰ类油层累计有效厚度相差不大，以Ⅴ油组相对较厚，为143.2米，但只占Ⅰ类油层总有效厚度的29.9%。

横向上油层连通也很差。所统计的5个断块的层数连通率为0～44.1%，厚度连通率为0～37.1%。

3.储集层岩性

东三段和沙一上段储油层，主要是灰色、浅灰色含泥、含钙岩屑长石粗粉细砂岩，其中长石含量为35～45%，石英含量为45～54%，岩屑含量为7～12%，泥质含量为3.4～14.6%，碳酸盐含量为3.4～19.7%。

胶结类型以孔隙—接触式为主，次为孔隙—镶嵌式。分选好—中等。磨圆度差，以次尖为主，个别次圆。

4.储集层物性

沙一上段孔隙度为11.1～21.6%，渗透率为$1.2\times10^{-3}\sim300\times10^{-3}$二次方微米。根据留70、477两口井的压力恢复曲线计算，有效渗透率值分别在$12\times10^{-3}\sim21\times10^{-3}$二次方微米，平均为$16.5\times10^{-3}$二次方微米。根据留421、426、473三口井的产量和生产压差计算，有效渗透率值分别为39×10^{-3}、67×10^{-3}、30×10^{-3}二次方微米，平均为49×10^{-3}二次方微米。

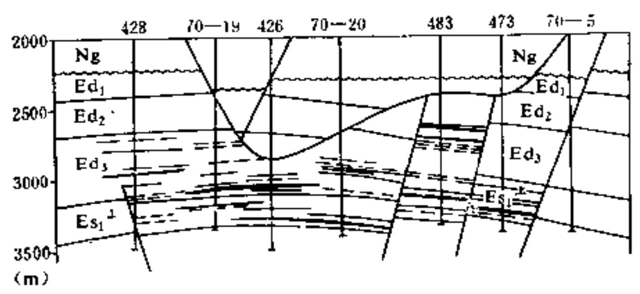
东三段孔隙度为8.7～23.2%，渗透率为$1.4\times10^{-3}\sim370\times10^{-3}$二次方微米。

根据压汞法测得毛细管压力曲线资料分析，沙一上段Ⅱ油组孔隙发育程度大致可分三类：

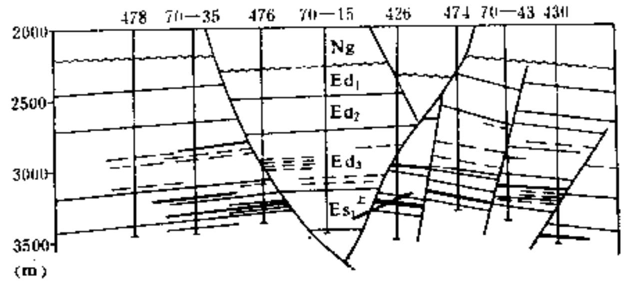
[1] 层数连通率及厚度连通率，指有两口井以上钻遇的层数及其厚度分别和总层数与总厚度的比值。

沙一上段底界构造图

留 428 — 留 70 — 5 井油藏剖面图



留 478 — 留 430 井油藏剖面图



油层综合柱状图

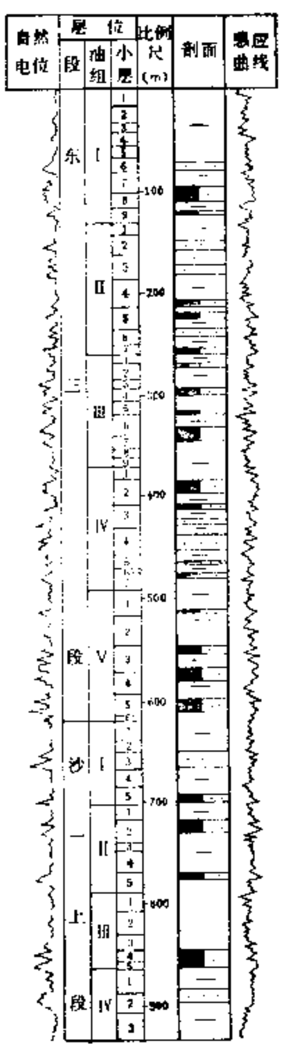


图 10-56 大王庄油田留70断块综合成果图

第一类是较好的，排驱压力较小为$1.1\times10^{-1}\sim2\times10^{-1}$兆帕，最大连通孔喉半径为6.82微米，饱和度中值压力为$5.1\times10^{-1}\sim6.4\times10^{-1}$兆帕，孔喉半径中值为1.15～1.44微米，孔喉分布范围在1～6.3微米，占整个孔隙空间的40%以上。

第二类较差，排驱压力为1.6×10^{-1}兆帕，孔喉半径中值为1微米。

第三类最差，排驱压力为17×10^{-1}兆帕，孔喉半径中值为0.05微米（图10-57）。

据东三段毛细管压力曲线资料分析，孔隙发育程度大致也可分三类。第一类是好的，排驱压力0.49×10^{-1}兆帕，最大连通孔喉半径为15微米，饱和度中值压力为1.5×10^{-1}兆帕，孔喉半径中值为5微米，孔喉分布范围在4～10微米，占整个孔隙空间的61%。

第二类是较好的，排驱压力为$0.6\times10^{-1}\sim1.6\times10^{-1}$兆帕，孔喉半径中值为0.89～2.78微米。

第三类是较差的，排驱压力为$1\times10^{-1}\sim2.9\times10^{-1}$兆帕，孔喉半径中值为0.89～2.78微米。

5.油层评价

根据油层发育程度和分布状况，将沙一上段和东三段油组划分为三个类别（表10-52）。

表 10-52A 留70断块沙一上段油组评价结果表

类别 / 油组 / 项目	一	二	三	
	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ	Ⅳ
Ⅰ类油层有效厚度(m)	195.6	65.6	46.8	34
单井油层平均厚度(m)	2.95	1.00	0.71	0.5
含油面积(km^2)	2.088	2.883	1.47	1.108
钻遇率①(%)	36.36	33.33	19.70	15.15

①钻遇率为钻遇井数与本区总井数之比值。

表 10-52B 留70断块东三段油组评价结果表

类别 / 油组 / 项目	一	二		三	
	Ⅴ	Ⅲ	Ⅳ	Ⅱ	Ⅰ
Ⅰ类油层有效厚度(m)	148.2	120.8	95.6	72.8	58.2
油层单井平均厚度(m)	2.25	1.80	1.43	1.09	0.8
含油面积(km^2)	3.591	1.836	2.913	1.562	1.280
钻遇率(%)	41.79	23.88	28.36	17.91	13.43

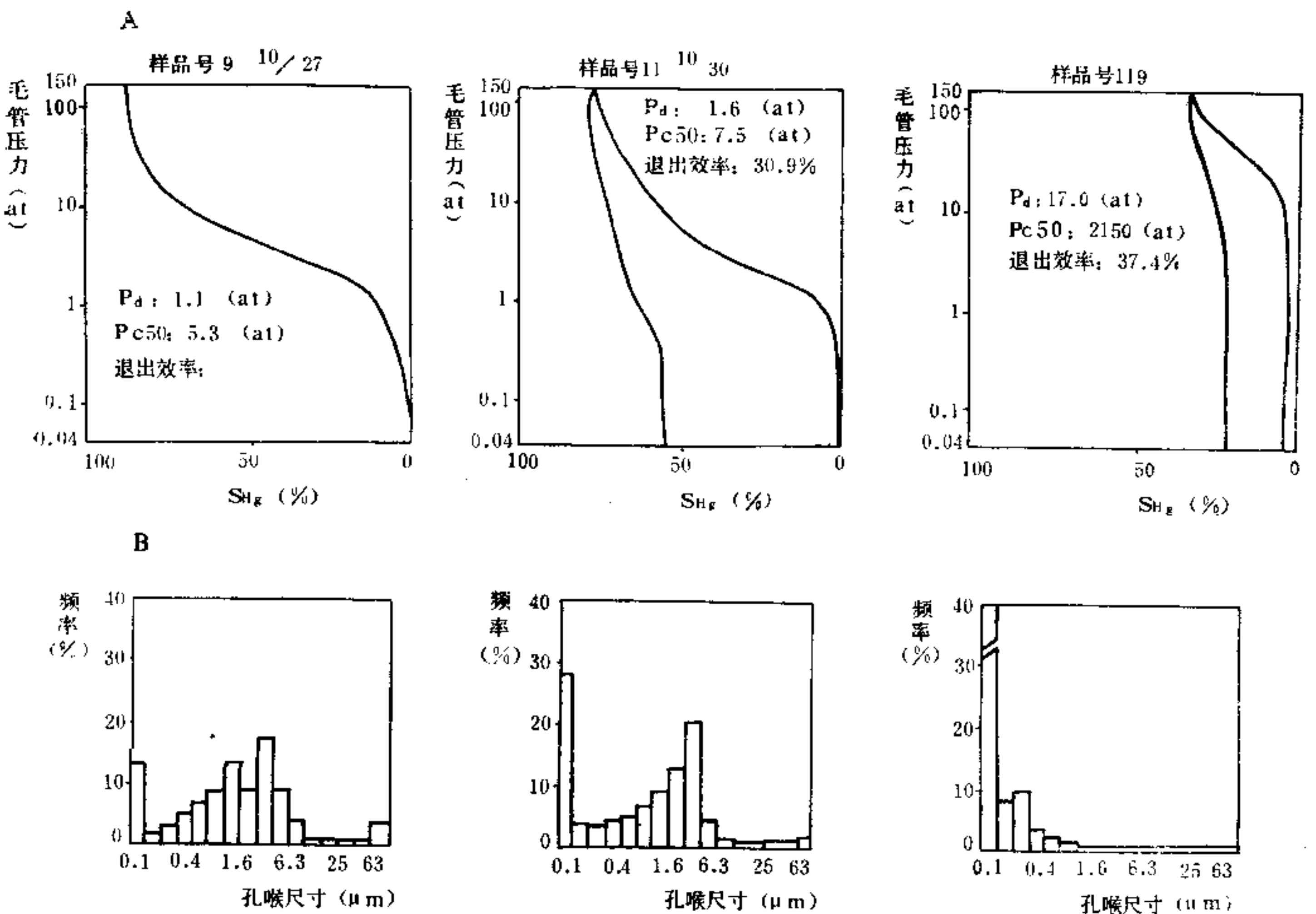


图 10-57 大王庄油田留70断块留475井沙-上段油层典型毛细管压力曲线

A—毛细管压力曲线；B—孔喉分布直方图

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

构造控制油层分布，构造高部位，如留421、70、484、426井均产油。油层厚，产量高；而低部位，如留471等井均无Ⅰ类油层；在各个小断块中也是高部位油富集，如留485井断块留484井Ⅲ$_5$小层埋深3279米产工业油流，而留478井埋深3351米，只低72米就仅产水。因此本油藏类型属断块油藏。

2.流体性质

原油相对密度比较大，但沙一上段的原油相对密度比东三段小。天然气为油藏伴生气，甲烷含量<75%，地层水属中等矿化度的$NaHCO_3$型水。详见表10-53。

表 10-53 大王庄油田留70断块流体性质表

原油性质	相对密度	0.8862	天然气性质	相对密度	0.84	地层水性质	Cl^- (mg/L)	1843 ~ 28050
	粘度50°C (mPa·s)	43.7		甲烷 (%)	72.44		总矿化度 (mg/L)	13878
	含蜡 (%)	12.5~23.3		乙烷 (%)	5.51		水型	$NaHCO_3$
	含硫 (%)	0.13~0.29		丙烷以上 (%)	12.8			
	胶质+沥青质 (%)	27		N_2+CO_2 (%)	6.52			
	凝固点 (°C)	34						
	初馏点 (°C)							

五、开发简况

本油藏于1984年7月投入开发，三角形井网300米井距，于1984年底共有开发井29口，自喷井4口，抽油井25口。平均单井日产18.7吨，日产水平541吨。见水井6口，综合含水3.3%，累计采油7.33万吨。

X、留西油田留17井断块

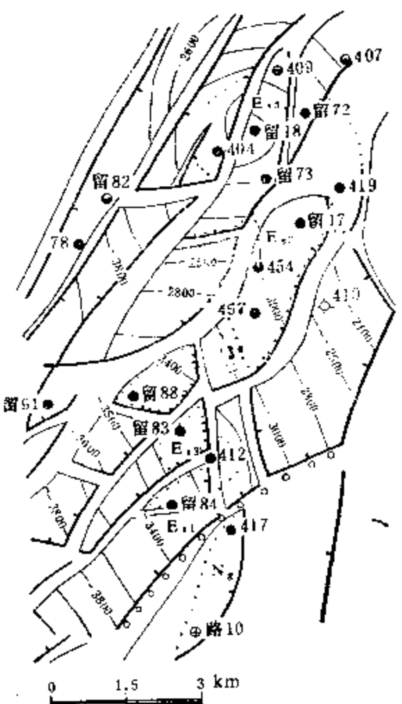
一、概况

留西油田留17断块位于河北省献县段村乡和张村乡境内。1980年5月发现，留17井首获工业油流，产油层为沙三下段。到1984年底共计完钻井26口，其中探井1口，详探井13口，生产井12口。获工业油流井22口，出水井1口。在4口井中取芯，进尺326.82米，芯长289.9米，平均收获率为88.7%。取得含油砂岩40.33米，油浸砂岩10.26米，油斑砂岩10.43米，共做分析化验样品569块次，其中压汞样品13块，相渗透率2块。

二、构造位置及圈闭

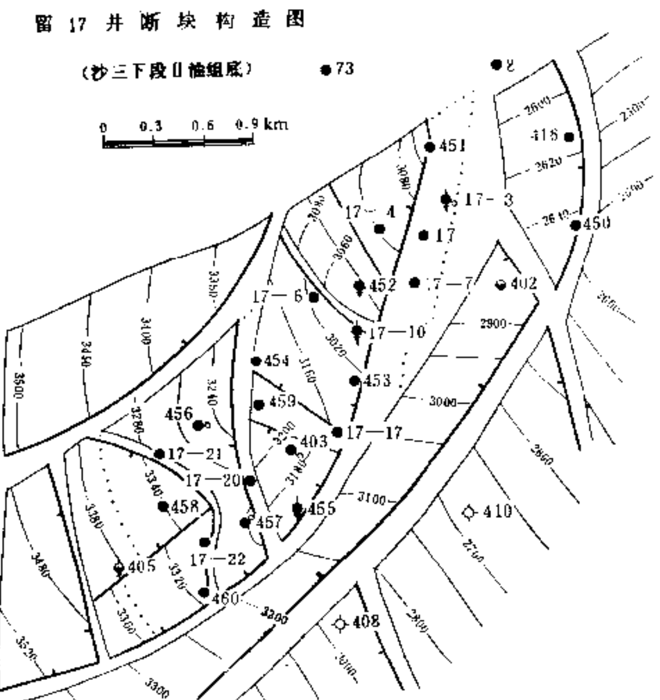
留17断块位于饶阳凹陷中部留路潜山西侧断阶带上，西临留西地堑，北靠河间西凹槽，本断块北北东向延伸，向南南西倾没。断块内26口井中有55个断点，共组合断层9条，使断块面貌进一步复杂化。大体可分为三个较大断块。

留西油田位置图

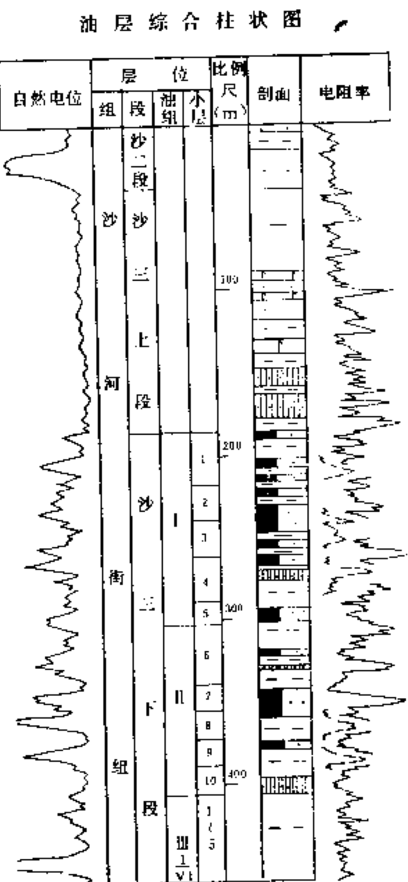


留17井断块构造图

(沙三下段Ⅱ油组底)



油层综合柱状图



留451 井—留 460 井油藏剖面图

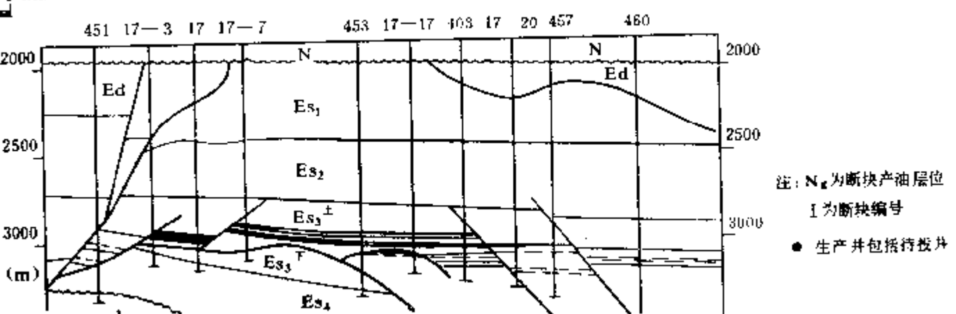


图 10·58 留西油田留17断块综合成果图

三、储集层

1.油层组划分

根据岩性组合、稳定泥岩分布并考虑到厚度适中等原则，将其分成6个油层组，25个小层。油层组划分结果见图10-58。

2.油层分布

纵向上油层分布集中，油藏共有Ⅰ类油层156层，厚627.3米，其中Ⅰ油组有99层，厚356米，占总厚的56.9%，Ⅱ油组有53层，厚261米，占总厚的41.6%。Ⅰ、Ⅱ两个油组合计厚617米，占总厚的98.5%。因此油层集中在沙三下段顶部150～200米的井段之内。油层厚度大，单井平均厚24.1米，单层最厚可达16米，平均厚4米。

平面上油层连通性较好，在300米井距控制下，Ⅰ油组两口井以上连通的有66层，厚252米，占本组层数的66.7%，厚度的70.6%。Ⅱ油组两口井以上连通的有32层，厚189.6米，占本组总层数的60.4%，总厚度的72.6%。油层集中于断块高部位，Ⅰ、Ⅱ油组全部储量分布在高部位Ⅰ、Ⅱ断块中。

3.储集层岩性

储集层岩性为粉细长石砂岩。粒度中值平均0.13毫米。以泥质胶结为主，泥质含量平均16.6%，钙质含量平均<5%，孔隙—基底式胶结，次为接触式胶结。颗粒分选中等，分选系数平均1.5左右。

4.储集层物性

（1）孔隙度、渗透率低　孔隙度为16～18%，渗透率为60×10^{-3}～70×10^{-3}二次方微米，单层平均最高渗透率为200×10^{-3}二次方微米，应用留17井的压力恢复曲线计算油层有效渗透率为15×10^{-3}二次方微米，用采油指数计算油层的有效渗透率为8.2×10^{-3}～25×10^{-3}二次方微米。

（2）孔隙结构及毛细管压力曲线特征　根据毛细管压力曲线和孔喉分布直方图分析，储集层孔喉分布比较集中，最大孔喉半径为6.3微米，最小孔喉半径为2.4～4微米。直方图呈单峰状，压汞毛细管压力曲线平直段较长且平缓，略显细歪度，排驱压力为0.8×10^{-3}～1.5×10^{-3}兆帕，孔喉半径中值4～5微米。

（3）影响储集物性的因素　储集层的岩石粒度细（多为粗粉砂岩），分选较差，泥质含量较高，是使储集层物性变差的重要因素。埋藏深、机械压实作用强烈，是物性变差的又一个原因。

5.油层评价

按油层厚度、含油面积及连通状况对六个油组进行评价：Ⅰ油组列为Ⅰ类油层，Ⅱ油组列为Ⅱ类油层，Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ、Ⅵ油组列为Ⅲ类油层。

平面上Ⅰ断块位于构造高部位，含油面积大，地质储量高，列为一类断块，Ⅱ断块含油面积小，钻井少，地质储量百分比低，列为二类断块。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

Ⅰ断块和Ⅱ断块油层被断层分隔，在构造控制下处于高部位的含油好。Ⅲ断块处于构造低部位则含油差。据此认为留17井断块沙三下段油藏为断块油藏。

2.流体性质

原油性质具高凝型特点，天然气甲烷含量低，属油藏伴生气；地层水属高矿化度$CaCl_2$型水（表10-54）。

表 10-54 留西油田留17井断块流体性质表

原油性质	相对密度	0.904	天然气性质	相对密度	0.6440	地层水性质	Cl^- (mg/L)	29069
	粘度50°C (mPa·s)	103.56		甲烷 (%)	87.16		总矿化度 (mg/L)	48000
	含蜡 (%)	6～16		乙烷 (%)	2.95		水型	$CaCl_2$
	含硫 (%)	0.468		丙烷以上 (%)	3.73			
	胶质+沥青质 (%)	41.13		N_2+CO_2 (%)	5.80			
	凝固点 (°C)	28						
	初馏点 (°C)							

五、开发简况

1982年9月底该断块第一口油井留17井投入试采，试采初期日产油24吨，综合油气比26立方米/吨。1983年4月日产油降为8吨，综合油气比45立方米/吨，累计产油2836吨，总压降66×10^{-1}兆帕，单位压降产油量为429.7吨/兆帕。1983年9月油田投入开发，15口井生产，日产水平101吨，综合油气比2.47立方米/吨，采油速度0.88%，至1984年底，生产井数增至21口，日产水平135吨，综合含水4.2%，累计采油7.48万吨，采油速度0.8%。1984年10月开始注水，投注井2口，日注水平16立方米（图10-59）。

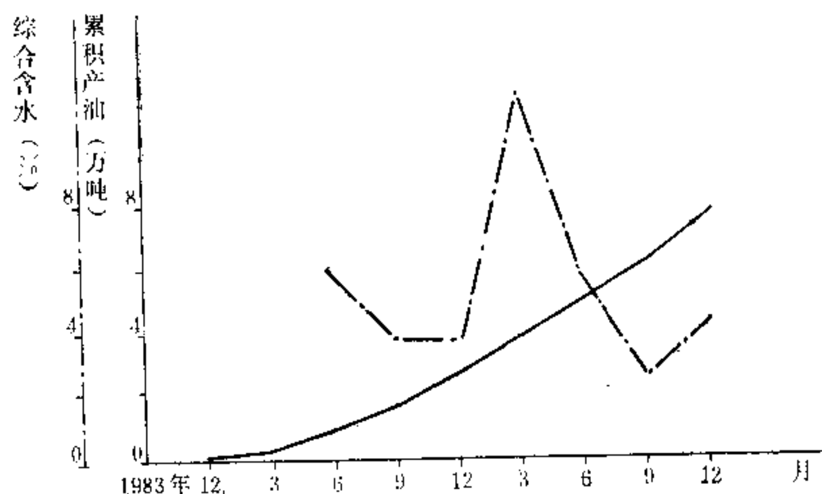


图 10-59 留西油田留17断块开采曲线图

本油藏在开发过程中先后对15口井采取了酸化压裂措施，效果均较好，酸化7口井，平均单井日增产10.5吨；压裂8口井，平均单井日增产4.5吨。

XI、深 南 油 田

一、概况

深南油田位于河北省深县南部清辉头乡与大堤乡相邻地区。勘探面积58.5平方公里。本油田于1979年2月发现，发现井为泽7井，产油层位为东营组三段。到1984年底共计钻探井35口。已试油井28口，获工业油流井14口，低产油流井7口，出水井7口，在六个断块内获得工业油流。油田内已有取芯井6口，取芯进尺452.18米，岩芯长398.88米，收获率为88.21%。

二、构造位置及圈闭

油田所在深南构造位于深县凹陷东缘，由于被北东北西向两组断层切制，使之成为大小不等的14个断块，组成了西阳台和深县南两个断块区（图10-60），圈闭面积25.4平方公里。

西阳台断块区由泽65、66、48、504等四个断块组成，从北向南节节断落。

深南断块区则是一个被断层复杂化的深南潜山披覆背斜，高点位于泽24井区。由于对偶断层使之成为一个地垒断块，两侧被五条北东向的反向正断层遮挡，形成有利于油气保存的圈闭。

区内两组断层共14条，北东向断层以断距大、延伸长为特点，是构成局部圈闭的重要条件。北西向断层规模小，使圈闭复杂化。

14个断块中含油有利断块有6个（泽23、24、502、48、18及61断块），圈闭面积为19平方公里，占全部圈闭面积的75%。

三、储集层

1.油层组划分

按沉积旋回、泥岩隔层和油水关系，将东三段划分为三个油层组(图10-60)

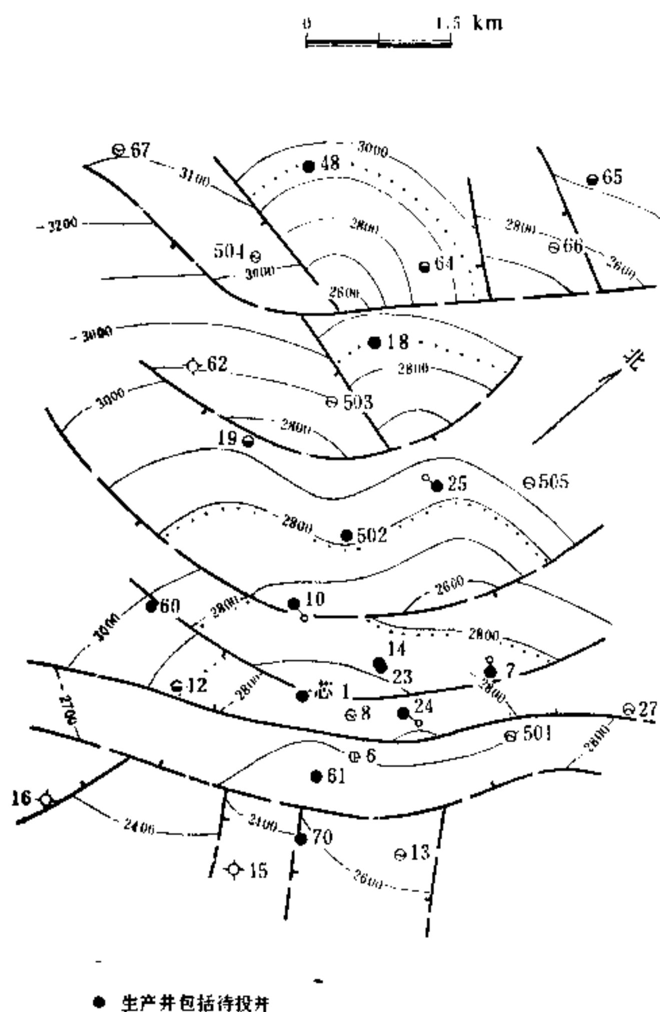
2.油层特点

（1）油层分布广、含油井段长、油水层间互　含油井段长，一般为850～1400米。含油层位多，有东二、东三、沙一上、沙一下、沙二及沙三上段等六个层位。横向上油层遍及整个深南地区，由西北向东南含油层数增多，厚度加大。根据试油资料看，油水层间互出现，各自构成独立的油水系统，没有统一的油水界面。

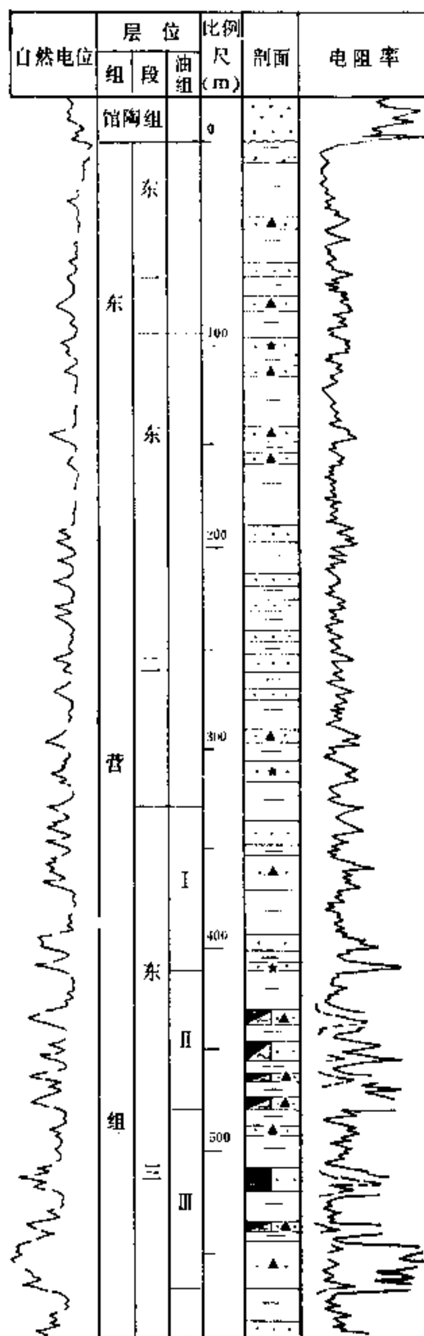
（2）东三段油层相对集中，含油饱和度低，一般无自喷能力　东三段累计有油层70层共270.6米，占全区油层厚度的60.5%。东三段内部又以Ⅱ油组最好，有29层110.0米，占东三段油层厚度的40.7%。油层的单层厚度小，一般为2～5米，最薄的仅0.6米。大于5米厚的油层有21层，仅占全部油层数的16.5%。根据泽芯1井、泽10井、泽14井的93个岩芯样品分析的结果，残余油饱和度为14.7～40%。电测资料解释含油饱和度多数在50%以下，大于50%的仅有18层54.8米，仅占全部油层厚度的12.26%。油层能量低，在24口井的测试中，除1口井外，其余各井都抽汲求产。油层压力低，压力系数为0.94～0.99。

（3）产层油水同出普遍　到1984年底在已试油的24口井中，获工业油流井13口，其中仅有6口井中的11层44.6米油层产纯油，占已试油层厚度的6.2%。而油水同出的油层有78层291.5米，占已试油层厚度的40.5%，其余则为水层或干层。储集层砂岩亲水，从泽10井、14井的毛细管压力曲线和相对渗透率曲线求得，残余水饱和度为25～41%，相对

东三段底构造图



油层综合柱状图



洋67—13井油藏剖面图

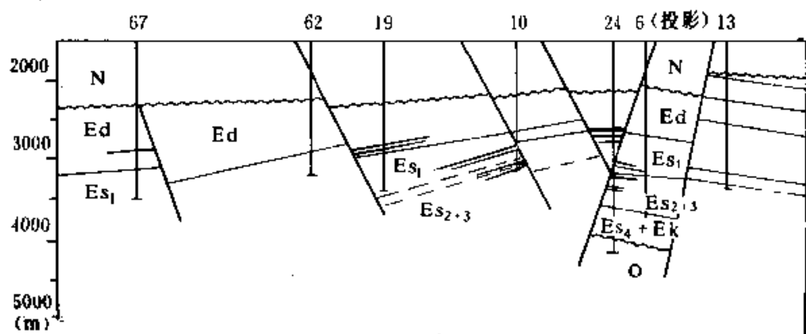


图 10-60 深南油田综合成果图

渗透率（K_r）曲线交点在含水饱和度（S_w）轴上的对应值为68～69.5%，最大含水饱和度（S_{wmax}）下的水相相对渗透率(K_{rw})为0.05～0.26。根据砂岩润湿性标准，储油砂层属亲水的。再根据相对渗透率曲线分析，油层中共存水高达30～50%，这些都是本区油层油水同出的重要原因。

（4）储集层物性中等，从上至下变差。孔隙度14.7～26.1%，其中东二段为26.1%，东三段Ⅲ油组为14.7%；渗透率为42×10^{-3}～710×10^{-3}二次方微米，东三段Ⅲ油组为42×10^{-3}二次方微米。

四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

根据构造形态、油水分布特征、地层水性质及岩性变化情况，结合试油成果等资料综合判断认为，断层和构造是控制油水分布的主要因素；其次是岩性影响。岩性变化，物性也随之变化，因而使油气聚集受到一定的控制作用，如同一块含油砂岩，含钙质高的部分含油性差，含钙质低的部分含油性就好。就其主体讲，属于受岩性影响的断块油藏。

2.流体性质

通过对19口井的38个油样分析，本区原油相对密度多数为0.88～0.92，从平面分布而论，原油性质北轻南重。北部相对密度为0.8599～0.8824；南部油质较重，相对密度>0.9。

本区地层水多数为$CaCl_2$型，说明本区油藏保存条件较好。东营组地层水在构造高部位，总矿化度高，为$CaCl_2$型水；向翼部总矿化度降低，水型为$NaHCO_3$型，说明构造高部位深层水上串。在纵向上，地层水总矿化度自下而上由高变低，有自下而上的淡化趋势（表10-55）。

表 10-55 深南油田流体性质表

分类 \ 层位	原油性质							地层水性质		
	相对密度	粘度 50°C (mPa·s)	含蜡 (%)	含硫 (%)	含胶质+沥青质 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	Cl^- (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
Ed_2	0.8809	19.41～100.69		0.13～0.22	16.7～26.5	29～36	92～136	3058～9749	5680～16480	$NaHCO_3$—$CaCl_2$
Ed_3 I	0.8830	9.2～99.86	13.65	0.07～0.36	10.94～28.59	24～37	81.5～124	2295.5～10059	4786.5～17050	$NaHCO_3$—$CaCl_2$
Ⅱ	0.9287	66.77～336.85	14.17	0.19～0.58	32.5～48.92	18～37	112～126	2845～11876	5300.5～20106	$NaHCO_3$—$CaCl_2$
Ⅲ	0.9021	9.85～583.9		0.12～0.82	19.8～54.03	26～38	97～234	2304～10919	4690～18690	$MgCl_2$—$NaHCO_3$—$CaCl_2$
Es_1上		17.79～543.82		0.09～0.67	15.4～37.48	30～41	113～197	8539～14712	14985～24890	$NaHCO_3$—$CaCl_2$

XII、荆丘油田

一、概况

荆丘油田位于河北省宁晋县东北部的北圈里乡，地跨南圈里、荆丘和北孟庄三个村。这里地势平坦，交通方便。地处太行山东麓的冲积平原，海拔25～35米。

油田于1982年8月发现，晋45井首获工业油流，到1984年底共完钻井60口，其中探井1口，详探井4口，生产井55口。主要产油层为沙三上段，次要产油层为沙二段与沙一下段。钻井取芯井8口，进尺357.77米，芯长321.96米，岩芯收获率89.99%，其中含油岩芯0.39米，油浸岩芯40.74米，油斑岩芯39.8米，油迹岩芯9.36米，荧光岩芯6.58米，各种级别油显示岩芯共计长96.87米。

二、构造位置及圈闭

荆丘构造位于束鹿凹陷南部陈家庄凹槽与东旺凹槽的鞍部，具有良好的成油条件，用3350米等深线圈定的闭合面积为7.5平方公里。除构造北翼有断层切割外，构造主体完整（图10-61）。高点在晋45-28井一带，顶部平缓，地层倾角4～5°，翼部较陡，地层倾角9～10°。沙三段Ⅲ油组底界构造高点深度3100米，闭合度为250米。

三、储集层

1.油层组划分

荆丘油田的含油井段长200米，含油砂岩发育，一般都有20～30层，最多可达45～50层。据此特征，以沉积旋回为基础，结合油水关系将沙二、三段的含油段划分为五个油层组，9个砂组，25个小层。由于Ⅰ、Ⅱ油层组目前未获得工业性油气流，所以没有划分砂组及小层，Ⅲ、Ⅳ油层组内划分7个砂组19个小层。Ⅴ油层组多数井未钻穿，故只在顶部0～60米范围内划出2个砂组6个小层（图10-61）。

2.油层集中连通好

油层主要集中于Ⅲ、Ⅳ油层组180～200米的井段内，其油层厚度占全部油层厚度的96%。油层从构造顶部向翼部稳定展布。Ⅲ油层组油层分布面积最大，在36口井中有油层，占总井数的82%，Ⅳ油层组分布面积次之，在构造较高部位的28口井中有油层，占总井数64%。油层连通情况良好，根据30口井统计，三口井以上的连通层有178层，厚度830.6米，分别占全部油层总数及厚度总数的77%和87.1%。其中以Ⅳ油组最好，层数及厚度连通率分别为85和93%；Ⅲ油组次之，层数及厚度连通率分别为72%和82%；Ⅴ油组最差，层数及厚度连通率分别为40%和42%。

3.油层厚度大

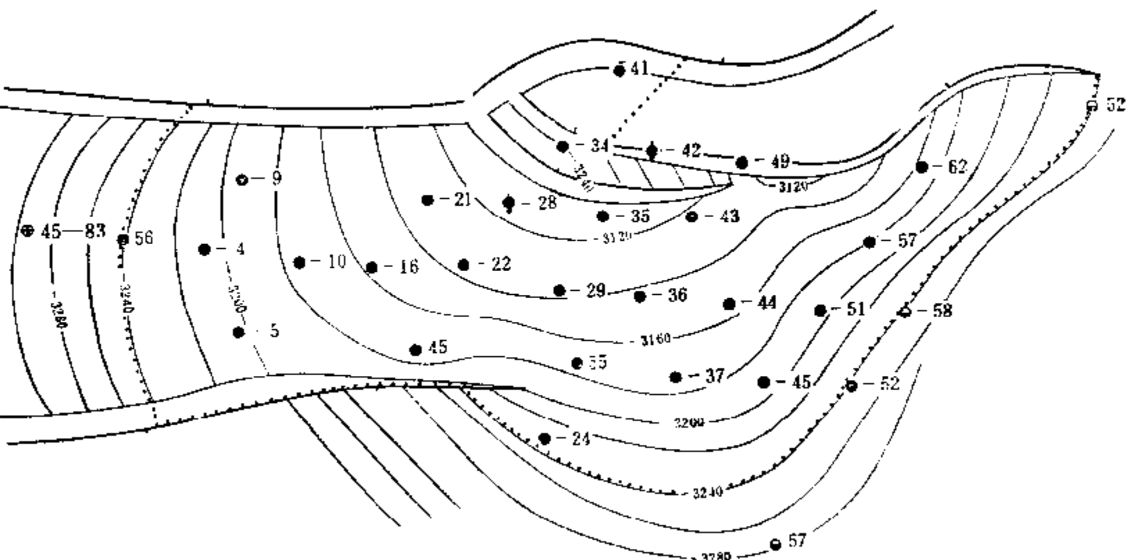
根据36口井262个油层统计，累计厚度1080.2米，单层平均厚4.12米，最大厚度16.0米，单井油层最大厚度为66.2米，平均厚30米。在构造高部位的1.3平方公里范围内的12口井油层最发育。

4.储集层物性较差

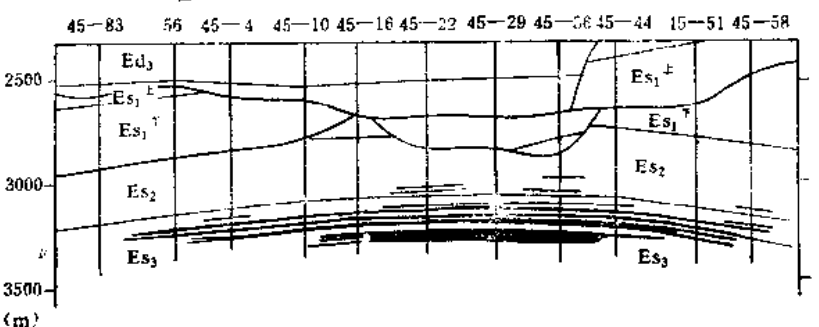
根据对6口井中34个砂层的692块岩芯样品的测试及分析，证明油层物性具有“两低、两高、一细”的特征。“两低”是孔隙度、渗透率低，“两高”是泥质、钙质含量高，“一细”是砂岩粒度细（表10-56）。

根据78块压汞样品的毛细管压力曲线分析，Ⅲ、Ⅳ油层组储集层的孔隙结构大致可分

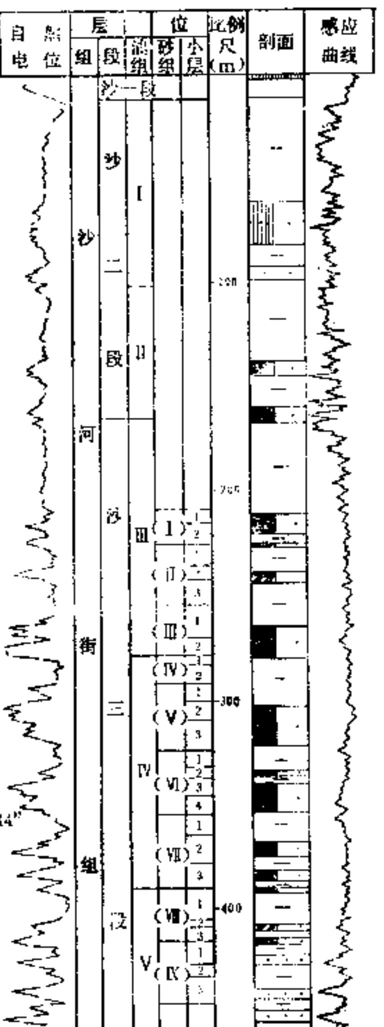
沙三段Ⅲ油组底构造图

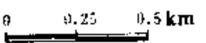


晋45－83－45－58井油藏剖面图



油层综合柱状图





注：所有生产井号如"－44"之前均省去"45"。

• 生产井包括待投井

图 10-61 荆丘油田综合成果图

表 10-56 荆丘油田油层物性综合表

井号	层位	井段 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	泥质含量 (%)	碳酸盐含量 (%)	粒度中值 (mm)	分选系数
晋45、52	Es_1下	2659.8～2763.0	18.2[①]/41	110/37	10.42/34	7.04/42	0.0895/34	1.520/33
52、57、45—21、45—37	Es_2 I	2920.38～3053.4	13.89/66	1.6/63	15.4/66	9.20/30	0.0879/66	1.853/66
52、57、45—21、45—37	II	3000.5～3140	14.76/80	9.8/76	14.18/80	7.02/55	0.1001/80	1.860/80
52、56、45—35	Es_3 III	3058.35～3238.4	14.67/253	26/241	9.97/228	10.91/135	0.0943/228	1.480/228
45、52、55、56、57、45—35	IV	3129.89～3355.5	15.58/469	59/442	10.30/445	7.06/289	0.0993/445	1.543/445

①式中分子为平均值，分母为样品数。

为三类。第一类是好的，占分析样品的18%，其特点是排驱压力低，为0.53×10^{-1}～1.3×10^{-1}兆帕，最大连通喉道半径为5.8～13.9微米，饱和度中值压力小，为0.75×10^{-1}～2.8×10^{-1}兆帕，喉道半径中值为2.6～9.7微米。最小未饱和孔隙体积为13.06～27.08%，曲线平坦部分S_{AB}(某一喉道控制的孔隙体积)＞50%，曲线斜度＜5°。说明储集层孔隙喉道大而且集中，连通性好。第三类是差的，占分析样品的23.08%，排驱压力为17.6×10^{-1}～39.4×10^{-1}兆帕，最大连通喉道半径为0.4～0.25微米。饱和度中值压力也高，为46×10^{-1}～65×10^{-1}兆帕，喉道半径中值为0.16～0.11微米。未饱和孔隙体积大，一般为30～50%，最大可达76.43%，S_{AB}小于20%。可以看出，这类储集层孔隙结构非常差。第二类是中等的，这类样品数量占分析样品数58.97%，孔隙结构参数也介于前两类之间(图10-62)。

在三口井中分析了6块油水相对渗透率样品，其残余水饱和度为20.62～44%，油水相对渗透率交叉点对应的含水饱和度为30～57%，残余油饱和度时的水相相对渗透率值是0.074～0.41，据此认为储集层岩石是亲水的(图10-63)。

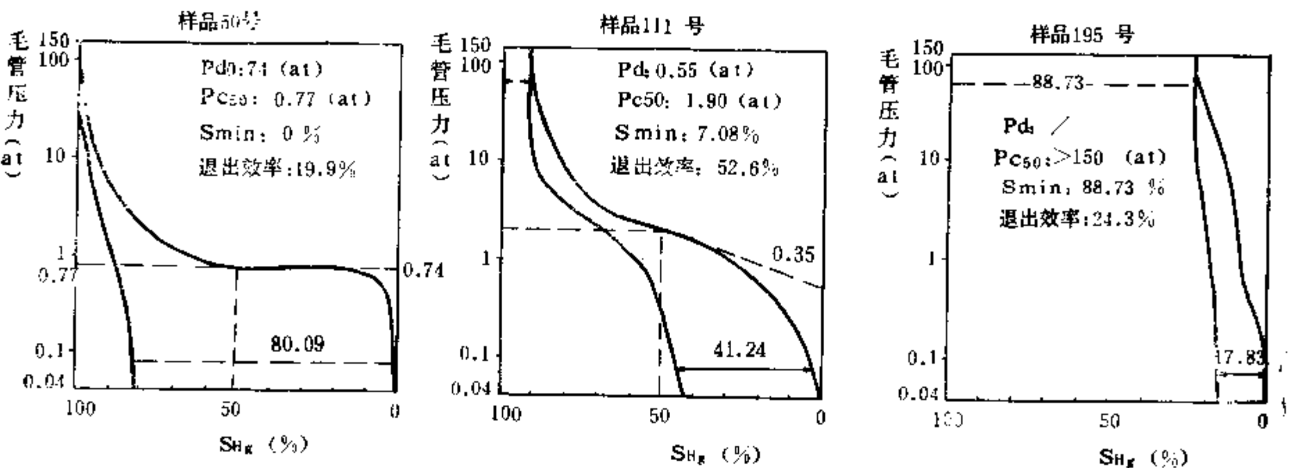
四、油藏类型及流体性质

1.油藏类型

根据钻井、试油、电测数据和构造形态各方面的资料综合分析，油气主要受构造部位控制，在构造高部位油气集中，不但油层厚，产量高，能自喷生产，并伴有少量的天然气。在构造低部位含油性变差或为水层。根据试油资料分析，油藏有统一的油水界面(3240～3265米)，因此本油田主要油藏为层状断鼻油藏。

2.流体性质

在剖面上从沙三段至沙一段原油性质由好变差，可能与油气运移距离加长有关；同一层位的原油性质从构造高部位到边部由好变差，反映边水的氧化作用。天然气相对密度



Pd—排驱压力。

Pc_{50}—饱和度中值压力。

Smin—最小未饱和体积。

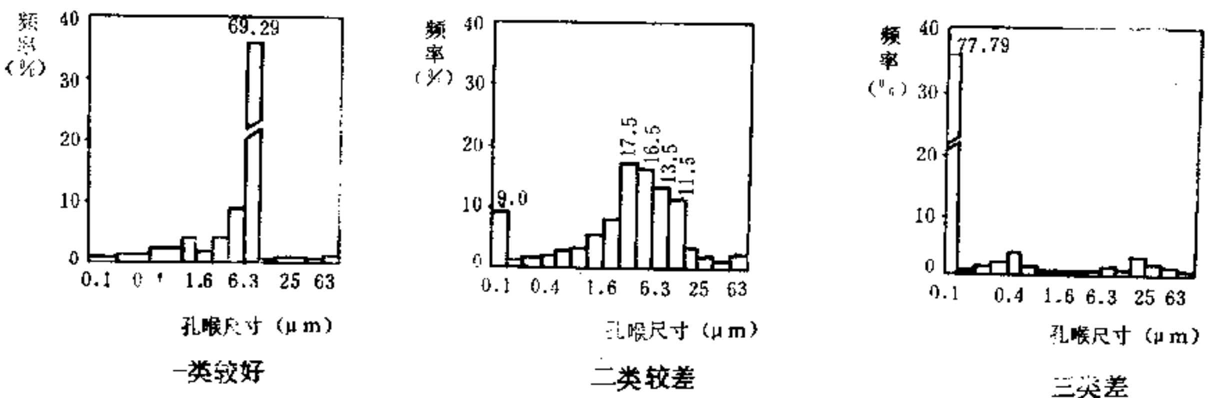


图 10-62 荆丘油田沙三段油层典型毛细管压力曲线

A—毛细管压力曲线；B—孔喉分布直方图

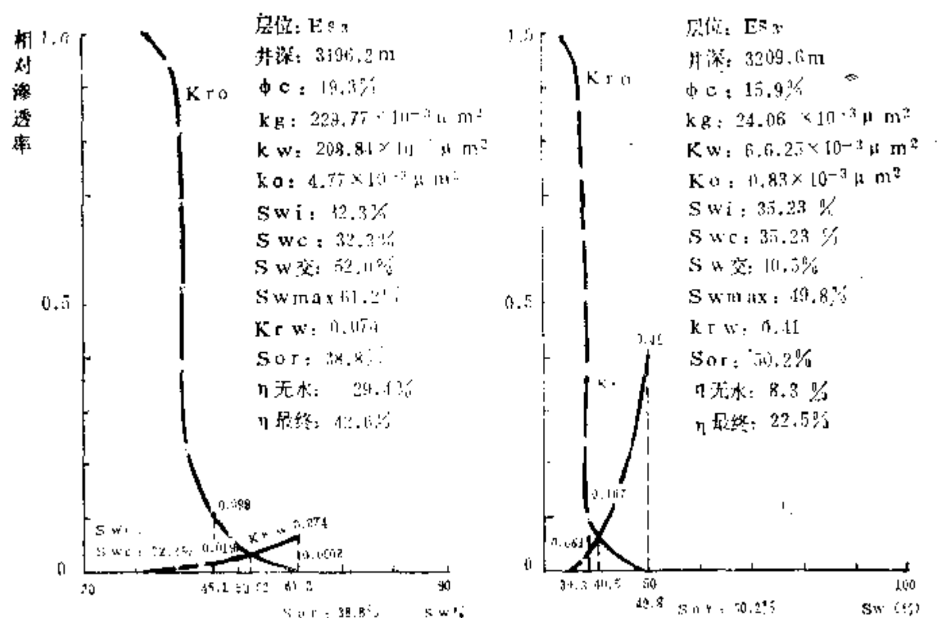


图 10-63 荆丘油田晋45井沙三段岩芯油水相对渗透率典型曲线

ϕ_c—孔隙度；K_g、K_w、K_o—分别为气、水、油渗透率；S_{wi}、S_{wc}、$S_{w交}$、S_{wmax}—分别为束缚水、临界水、交叉点和最大含水饱和度；K_{ro}、K_{rw}—分别为油相和水相相对渗透率；S_{or}—残余油饱和度；$\eta_{无水}$、$\eta_{最终}$—分别为无水采收率及最终采收率

大，甲烷含量低、重烃含量高达26.3%，属油层溶解气。地层水（主要油层沙三段）属高矿化度$CaCl_2$型水，（表10-57）。

表 10-57 荆丘油田流体性质表

原油性质			天然气性质			地层水性质		
	相对密度	0.87		相对密度	0.8660		Cl^- (mg/L)	5770.4
	粘度50°C (mPa·s)	17.02		甲烷 (%)	67.92		总矿化度 (mg/L)	57704
	含蜡 (%)	14.1		乙烷 (%)	10.14		水型	$CaCl_2$
	含硫 (%)	0.31		丙烷以上 (%)	16.17			
	含胶质+沥青质 (%)	24.1		N_2+CO_2 (%)	2.90			
	凝固点 (°C)	31						
	初馏点 (°C)							

五、开发简况

从1984年7月开始试采到1984年底有开发井53口，投产37口，累计采油5万吨。

第十一章 冀中坳陷资源预测及勘探设想

第一节 油气资源预测

如第五章中所述，冀中坳陷的生油层主要是下第三系，其次是中生界、石炭-二叠系及下古生界—中上元古界。本节主要对下第三系进行资源预测，其中重点是石油资源预测。关于天然气资源，包括下第三系及石炭-二叠系煤型气在内，因在本书第八章中已作介绍，在此不再重复。

对油气资源量的测算，目前较常采用的方法有三种，第一种是生油量法，第二种是圈闭法，第三种是地质类比法。经多年的勘探实践证实，生油量法相对来讲，可靠程度较高，为此，本节只介绍采用生油量法对石油资源测算情况。

对于冀中地区下第三系生油量的计算，过去曾进行过多次，但由于受分析化验手段及样品数量的限制，各次计算数据相差较大。如在勘探初期，曾仅用一个沥青"A"含量计算出残余生油量，然后乘上一个经验数据值，间接地计算出总生油量和初次运移量，再加上在计算中未扣除未成熟生油岩和达到成熟门限深度的非生油岩，以及在参数的选择中由于样品少，代表性差等因素，使计算结果出入较大。

鉴于上述情况，这次对计算方法作了较大改进。

一、计算方法的改进

1.直接求得初次运移量

首先应用干酪根热降解数学模拟法，直接算出原始总生油量$Q_{总}$；然后应用氯仿沥青"A"法直接计算残余生油量$Q_{残}$；再应用公式：$Q_{总}-Q_{残}=Q_{运}$，直接求得初次运移量。

人工热降解模拟实验的资料证明，干酪根生油过程近似于化学动力学上的单分子一级反应过程。它服从于质量作用定律和阿雷尼乌斯公式。由此建立了数学模拟动力方程组(1)～(6)式：

$$\frac{-dx_i}{dt}=k_{1i}x_i \quad (1)$$

$$\frac{duj}{dt}=k_{2j}y \quad (2)$$

式(1)和式(2)表示，干酪根热降解成油成气的反应速度，与干酪根浓度（含量）的一次方成正比；

$$k_{1i}=A_{1i}e^{-\frac{E_{1i}}{RT}} \quad (3)$$

$$k_{2j}=A_{2j}e^{-\frac{E_{2j}}{RT}} \quad (4)$$

式(3)和式(4)表示，干酪根热降解速率与干酪根类型（不同类型的活化能和频率因子不同）和反应温度T的关系符合阿雷尼乌斯公式；

$$Y=\sum_i y_i\ ; \qquad u=\sum_j uj \quad (5)$$

式（5）表示生油、气总量为分量之和；

$$x_o + y_o + u_o = \sum_i x_i + \sum_i y_i + \sum_i u_i \quad (6)$$

式（6）表示反应前后的物质平衡。

式中k为反应速度；x为干酪根含量百分数(%)；A为频率因子；E为活化能，千卡/克分子；R为阿佛加德罗常数；u为生成气量，克；T为地温，273+℃；y为生成油量，克。

为了验证干酪根热降解数学模拟法的准确程度，曾用实测地球化学数据作了一条自然热演化曲线，并与之进行对比，结果两条曲线比较接近（图11-1），证明所用热降解数学模拟法较符合实际情况，依此计算的总生油量应当是可靠的。

在应用沥青"A"法计算残余生油量时，把未成熟生油层段剔除，以使其更符合实际。

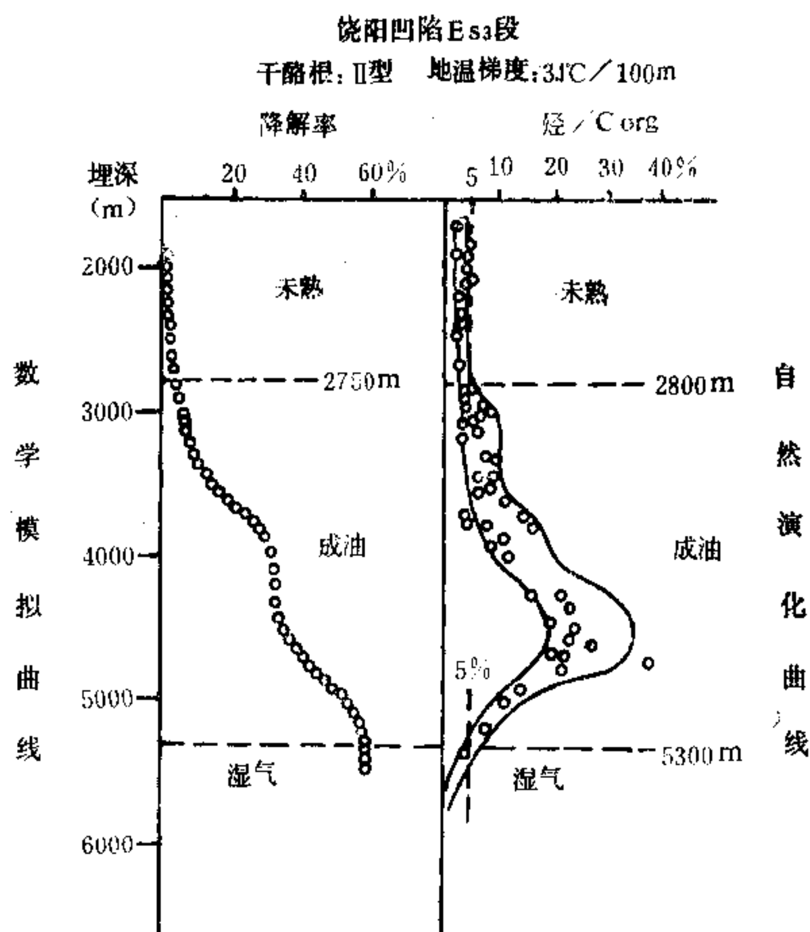


图 11-1　饶阳凹陷Es_3段生油岩（Ⅱ型）数学模拟与自然演化曲线比较图

2. 调整蒂索的干酪根热降解数学模拟法

1）对温度的非线性处理　按照蒂索的数学模拟方程式，在干酪根降解过程中，温度T在一个连续的时间间隔内必须是时间t的线性函数，因而生油速度K也是时间t的线性函数。但实际上，各组段生油岩的埋藏速度是个变数，有时还上升剥蚀，K与t在连续时间内不呈线性关系。为了使计算结果更加符合实际，本次计算中采用了类似微积分的方法，

把地质年代划分为若干小段，在每个小段内，则可把生油速度K近似地看作是时间t的线性函数，分别计算出每个小段时间内的产烃量，然后，再把它们累加起来。

2）生气量的模拟参数调整　按照蒂索的原方程式及他所提供的活化能及频率因子参数来模拟生油岩的生气量，往往与实际出入较大。如饶阳凹陷沙三段，按蒂索参数模拟，埋深4500米就进入液体石油"死亡线"，开始生气。但实际上，饶阳凹陷在埋深5000米之下，尚无纯气藏，油气比也不太高，如宁古1井在井深5064米处仅为867米^3/吨。究其原因，认为主要是把油裂解成气所需之最低活化能规定的太小（50千卡/克分子）的缘故。本次在模拟冀中生气量时，就把原油裂解成气所需最低活化能提高，规定为80千卡/克分子，结果同自然热演化的曲线比较符合（图11-1）。

3）抬升区的模拟　对先沉降后抬升的廊固凹陷，在计算程序上作了以下调整：

a.恢复生油层历史上最大埋深；

b.确定抬升时间及剥蚀厚度；

c.恢复抬升剥蚀史，进行降温的模拟；

d.对重新沉积埋藏地区，继续模拟二次沉积史。

经过这样调整后，使模拟计算更加接近实际。

二、计算参数的选择

1.成熟生油层体积

根据冀中坳陷沙一段，沙二、三段，沙四段—孔店组三张成熟生油层等厚图（图5-43 A、B、C）分层分区计算。

2.埋藏史参数

各生油层段的埋藏史，是用冀中坳陷地层等厚图（Es_4—Ek、Es_{2+3}、Es_1及$Ed+Q$）来恢复的。在图上标出了各组段地层剥蚀前、后的厚度，从而算出各组段生油岩不同时期的上覆地层厚度。

3.地质时间及沉积速度

按表4-1所列时间间隔及该期沉积岩厚度计算。

4.地温史参数

用冀中坳陷地温梯度等值线图（图5-30）求取地温梯度值，再结合沉积速度、地层厚度和地质时间等，即可恢复某一生油层在各个地质时期的地温史。

5.干酪根类型

干酪根类型的划分是以元素分析为基础的。但由于元素分析数据有限，在确定干酪根类型时，也参考了热解资料，其结果见表11-1。各类干酪根的生油潜量、活化能及频率因子则是借用蒂索发表的数据。

6.干酪根含量

由于冀中地区没有测定干酪根占岩石重量的百分含量，所以用残余有机碳乘以经验数值1.22代替。各凹陷的残余有机碳含量见图5-13、图5-14、图5-15。

7.沥青"A"含量

计算中只选取成熟生油岩层的沥青"A"含量。对于凹陷中部没有钻井或钻井深度不大的地区则用全凹陷成熟生油岩层的沥青"A"含量平均值计算（表11-2）。在饶阳、深县和束鹿三个凹陷，沥青"A"含量是从图5-16、图5-17、沥青"A"含量等值线图上读

表 11-1 冀中主要生油凹陷干酪根类型划分简表①

凹陷		Es_4—Ek	Es_{2+3}	Es_1
饶阳	任西、马西、河间—肃宁凹槽	II型	II型	II型
饶阳	饶南凹槽	III型	III型	II型
霸县	郑州凹槽	II型、III型各占50%	II型	II型
霸县	霸县凹槽	II型、III型各占60%	II型72%，III型28%	II型69%，III型31%
廊固		II型15%，III型85%	II型70%，III型30%	—
深县		—	II型53%，III型47%	II型30%，III型70%
束鹿		—	II型48%，III型52%	—
晋县		II型	—	—
武清		II型15%，III型85%	II型70%，III型30%	—
徐水		III型	—	—
保定		III型	III型	—
南宫		II型25%，III型75%		
石家庄、北京		白垩系 III型		
丘县		白垩系，II、III型各占50%		

①主要根据热解资料，但用干酪根元素分析数据进行了符合率校正。然后分类统计。

表 11-2 冀中10个凹陷成熟生油岩沥青"A"含量平均值（%）表

凹陷	Es_4—Ek	Es_{2+3}	Es_1
霸县	0.1000	0.1377(60)	0.1000
廊固	0.1250(4)	0.1408(18)	—
武清	0.1451(10)	0.0604(3)	—
保定	0.0155(8)	0.0359(3)	—
晋县	0.1909(158)	—	—
南宫	0.1679(15)	—	—
徐水	0.0243(1)	—	—
石家庄（藁城）	白垩系(K) 0.0469(15)		
	0.0642(6)		
北京	0.0255(5)		
丘县	0.0600(3)		

注：（ ）内数字系样品数；C_{org}<0.4%的非生油岩，虽已成熟，也不平均在内。

取的。

三、计算步骤与图件编制

1.分区取全各项参数

东部凹陷带（包括廊固、晋县凹陷）勘探程度高，资料齐全，采用插点法，每25平方公里插入一个计算点，共插入1030个计算点，在各种等值线图上分层分点读取成熟生油岩厚度、地温梯度、有机碳含量、沉积速度、干酪根类型及沥青"A"含量等数据。

西部凹陷带由于勘探程度低，资料少，难于分小块计算，只能分层分凹陷取得上述各项参数的平均值。

2.计算机运算

将各计算点（东部带）或各凹陷（西部带）的参数输入计算机，按照数学模拟程序自动计算，得出各个计算点或每个凹陷的分层及累加的总生油量（$Q_{总}$）、残余生油量($Q_{残}$)和运移量（$Q_{运}$）。

3.编制单位面积生油量等值线图

根据1030个计算点的总生油量数据，编制了四张分层和累加的（Es_1、Es_{2+3}、Es_4—Ek及E）单位面积生油量等值线图。

4.编制了三层生油层累加的单位面积运移量等值线图

5.求取聚积量$Q_{聚}$

各凹陷因情况不同，分别采用不同方法求取：

东部凹陷带成熟生油岩沥青"A"数据多，残余生油量$Q_{残}$和运移量$Q_{运}$的可靠程度高。

$Q_{聚}=Q_{运}\times K_1$　　　K_1为经验系数，采用20～40%；

西部凹陷带成熟生油岩沥青"A"数据少，可靠程度低。

$Q_{聚}=Q_{运}\times K_2$　K_2为经验系数，采用20%；

晋县盐湖凹陷生油岩中，沥青"A"不完全是干酪根热降解的产物，不适宜用干酪根热降解数学模拟法计算总生油量$Q_{总}$。因此，聚集量采用沥青"A"计算：

$Q_{聚}=Q_{残}\times K_3$　　　K_3选用10%。

四、计算结果

根据上述步骤及方法计算出冀中坳陷下第三系生油总量（表11-3)。其特点是：

（1）冀中坳陷总生油量为206亿吨❶；残余生油量为114亿吨。

（2）东部凹陷带包括廊固及晋县凹陷的总生油量为197亿吨，残余生油量为111亿吨，集中了冀中总生油量的90%，因此在今后一个时期内，仍将是勘探重点地区。西部凹陷带也还有一定数量的油气资源，应继续进行勘探。

（3）在层位上，沙二、三段的总生油量、残余生油量均最大，其资源量占冀中总数的60%，是本区的主力油源层（表11-4)；沙一段埋藏较浅，热演化程度相对低，总生油量也小，再加上"特殊岩性"发育，生成的油约有70%残留在生油岩中，运移量相对较小；沙四段—孔店组则相反，成熟度高，运移量与残余生油量比较接近，是南北两区的重要油源层。

（4）在东部带，按照运移量和聚集量的大小，各凹陷的顺序是：饶阳、霸县、廊固、深县、武清和束鹿凹陷。

（5）冀中下第三系三套主要生油层的单位面积生油量高值区（生油中心）、运移量高值区（排油中心）与沉积中心基本一致（图11-2)。沙一段的单位面积生油量高值区主要在饶阳凹陷，其次是霸县凹陷；沙三段单位面积生油量高值区遍及东部各主要凹陷及凹槽；沙四段—孔店组的高值区则主要在北部廊固和中部霸县凹陷。

❶不包括晋县凹陷，因为未采用干酪根热降解数学模拟法计算，但包括石家庄凹陷白垩系数据。

表 11-3 冀中坳陷各凹陷资源量测算汇总表

凹陷带	凹陷	凹槽	有效生油岩体积 层位	面积 (km²)	厚度 (km)	体积 (km³)	总生油量 $Q_{总}$ (10^8t)	残余生油量 $Q_{残}$ (10^8t)	运移量 $Q_{运}$ 10^8t	聚集系数	聚集量 10^8t
东部凹陷带	廊固	廊坊	Es_{2+3}	895.9	0~0.90	609.2	34.35	19.73	14.62	0.2	2.924
			Es_4+Ek	1059.0	0~0.40	263.7	16.14	7.58	8.56		1.712
			小计	1954.9		872.9	50.49	27.31	23.18		4.636
		固安	Es_{2+3}	627.6	0~0.60	170.2	3.777	3.327	0.45	0.2	0.09
			Es_4+Ek	596.2	0~0.30	54.88	2.916	1.578	1.338		0.2676
			小计	1223.8		225.08	6.693	4.905	1.788		0.3576
		合计		3178.7		1097.98	57.183	32.215	24.97		4.9936
	霸县	霸县	Es_1	1153	0~0.50	232.5	5.15	4.58	0.57	0.3	0.171
			Es_{2+3}	1178	0~0.60	312.3	17.9	9.89	8.01		2.403
			Es_4+Ek	1144	0~0.30	121.1	11.62	2.78	8.84		2.652
			小计	3475		654.8	34.67	17.25	17.42		5.226
		鄚州	Es_1	427.3	0~0.40	79.71	1.939	1.65	0.289	0.4	0.1156
			Es_{2+3}	476.6	0~0.50	123.3	8.367	3.905	4.462		1.7848
			Es_4+Ek	435.9	0~0.30	36.59	2.212	0.842	1.37		0.548
			小计	1339.8		239.6	12.518	6.397	6.121		2.4484
		合计		4814.8		894.4	47.19	23.65	23.54		7.6744(1)
	饶阳	任西	Es_1	673.1	0~0.30	121.4	6.138	5.262	0.8743	0.4	0.3497
			Es_{2+3}	721.4	0~0.25	72.9	4.531	1.898	2.633		1.0532
			Es_4+Ek	581.6	0~0.10	11.13	0.5008	0.05061	0.4503		0.1801
			小计	1976.1		205.43	11.17	7.21	3.9576		1.5830
		马西	Es_1	376.5	0~0.40	81.8	4.657	3.678	0.9791	0.4	0.39164
			Es_{2+3}	424.9	0~0.600	131.4	12.25	4.698	7.553		3.0212
			Es_4+Ek	327.7	0~0.05	3.427					
			小计	1129.1		216.63	16.9	8.38	8.532		3.4128
		河间西	Es_1	1879.0	0~0.50	282.9	12.73	8.097	4.632	0.4	1.8528
			Es_{2+3}	1542.0	0~0.50	206.0	13.13	6.867	6.264		2.5056
			Es_4+Ek	1394.0	0~0.10	57.05	2.513	0.7577	1.756		0.7024
			小计	4815.0		545.95	28.37	15.12	12.65		5.0608
		饶南	Es_1	778.8	0~0.20	94.18	3.844	1.262	2.582	0.3	0.7746
			Es_{2+3}	874.4	0~0.40	17.37	4.659	2.909	1.75		0.525
			Es_4+Ek	823.0	0~0.10	51.63	1.175	0.3234	0.8525		0.25575
			小计	2476.2		319.51	9.68	4.495	5.185		1.5554
		虎北	Es_{2+3}	69.07	0~0.20	3.473	0.03665	0.03665			
			Es_4+Ek	672.9	0~0.05	43.66	0.7212	0.5413	0.1799	0.3	0.05397
			小计	741.97		47.13	0.7579	0.5779	0.18		0.0540
		合计		11138.37		1334.65	66.88	36.38	30.50		11.666

续表

凹陷带	凹陷 / 凹槽	有效生油岩体积 层位	面积 (km²)	厚度 (km)	体积 (km³)	总生油量 $Q_{总}$ (10^8t)	残余生油量 $Q_{残}$ (10^8t)	运移量 $Q_{运}$ 10^8t	聚集系数	聚集量 10^8t
东部凹陷带	深县	Es_1	476.7	0～0.20	52.79	0.568	0.4116	0.1587	0.3	0.047
		Es_{2+3}	577.7	0～0.70	143.4	7.686	3.309	4.376		1.3128
		Es_4+Ek	476.7	0～0.05	15.13	0.4145	0.0765	0.338		0.1014
		小计	1531.1		211.32	8.669	3.797	4.87		1.4612
	束鹿	Es_1	431.4	0～0.20	22.51	0.1755	0.16	0.0155	0.3	0.00465
		Es_{2+3}	533.6	0～0.50	165.8	5.165	2.071	3.094		0.9282
		Es_4+Ek	416.7	0～0.05	13.99	0.3114	0.08989	0.2215		0.06645
		小计	1381.7		202.3	5.652	2.321	3.33		0.9993
	武清	Es_1							0.3	
		Es_{2+3}	813.3	0～0.70	230.7	5.535	3.20(成熟"A"=0.0604%)	2.335		0.7005
		Es_4+Ek	821.6	0～0.40	163.9	6.598	5.47(成熟"A"=0.1451%)	1.128		0.3384
		小计	1634.9		394.6	12.13	8.67	3.463		1.0389
	晋县	Es_4+Ek	847.6	0～0.60	109.4		4.8(成熟"A"=0.1909%)		0.1[②]	0.48
	合计		24527.2[③]		4301.0[④]	197.70	111.83	90.67		28.31
西部凹陷带	保定	Es_{2+3}	98.7	100	9.87	0.039	0.032	0.007	0.2	0.0014
		Es_4+Ek	451.2	400	112.8	2.919	0.402	2.517		0.5034
		合计			122.67	2.958	0.434	2.524		0.5048
	徐水	Es_4+Ek	305.6	500	91.7	1.040	0.512	0.528	0.2	0.1056
	石家庄	K_1	660	500	151.8	4.49	1.64	2.85	0.2	0.57
	合计	E			214.37	3.998	0.946	3.052		0.61
		K_1			151.8	4.49	1.64	2.85		0.57
总计		E			4452.8	201.698	112.776	93.722		28.92
		K			151.8	4.49	1.64	2.85		0.57
		E+K				206.2	114.4	96.6		29.5

①霸县凹陷石油聚集量中有部分向饶阳凹陷任丘油田北部及雁翎油田运移。

②晋县凹陷由于未计算总生油量，因而没有求出运移量，其聚集量按残余生油量的10%计算。

③为各层位面积累加数。

④分凹槽计算有效生油岩体积与按凹陷计算总数据稍有出入。

表 11-4 冀中坳陷下第三系各组段生油量比较表

生油层位		总生油量①(10^8t)	残余生油量(10^8t)	运移量(10^8t)	聚积量(10^8t)
E_{s1}	数量	35.20	25.10		
	占第三系百分含量(%)	17.45	22.3	10.8	12.8
E_{s2+3}	数量	117.43	61.87		
	占第三系百分含量(%)	58.2	54.9	59.3	59.6
E_{s4}—Ek	数量	49 08	25.80		
	占第三系百分含量(%)	24.35	22.9	30.0	27.5

①总生油量中没有包括晋县凹陷。

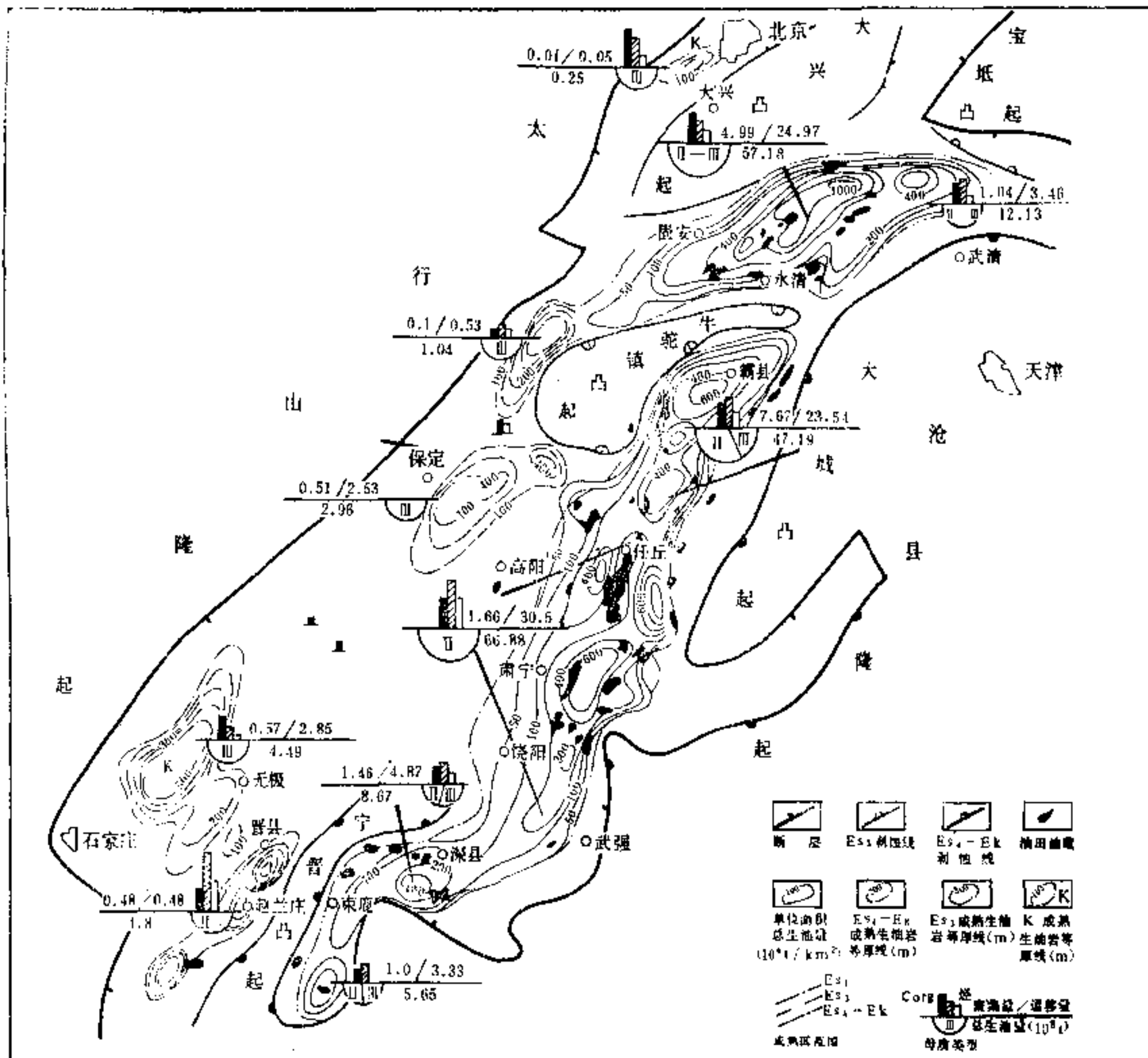


图 11-2 冀中坳陷生油综合评价图

第二节 勘探设想

近期仍以饶阳凹陷、霸县凹陷和深县—束鹿凹陷为主战场，主攻肃宁—大王庄—留西、岔河集—高家堡、苏桥—文安及卧佛堂地区，尽快控制含油面积，拿下油气储量；同时要继续勘探廊固凹陷，扩大勘探成果；并甩开钻探，侦察武清凹陷及西部带各凹陷，寻找勘探有利区，争取有所发现。

从长远看，应以深县—束鹿凹陷、廊固凹陷和饶阳凹陷南部为主战场，重点钻探河西务、柳泉—曹家务构造带、深县—束鹿潜山带；继续扩大饶阳凹陷和霸县凹陷的第三系、潜山探勘成果；积极侦察西部各凹陷和高阳低凸起，争取在中生界、下古生界—中上元古界原生油藏等方面有重大突破；石炭-二叠系煤型气藏勘探有新的发展，作好后备战场准备（图11-3）。兹分区叙述于后：

一、饶阳凹陷

饶阳凹陷是冀中坳陷中面积最大（计有5200平方公里）、生油条件最好、油气富集程度最高的凹陷。总生油量为66亿吨，油气资源潜力很大，仍为今后拿储量的主要凹陷之一。本凹陷勘探方向主要有四个：

1.重点钻探肃宁—大王庄—留西深潜山及沙河街组自生自储油气藏

本区包括肃宁、大王庄、留西、河间西及赵家庄北，勘探面积1100平方公里。为深潜山及下第三系构造发育区，且处于下第三系生油条件最佳的河间西凹槽之中，具有形成潜山与下第三系复式油气藏的优越条件。

目前，已发现深潜山10个，圈闭面积66平方公里，埋藏深度为4000～6000米，主要目的层为雾迷山组—高于庄组。大王庄东潜山已获得高产油气流。正在钻的河间西潜山宁古1井也于高于庄组获工业油气流。吕汉潜山面积16.8平方公里，闭合幅度700米，与大王庄东潜山成油条件相似，可望成为油藏。

本区下第三系沙三段砂岩分布广、厚度大，一般占地层厚度的20～40%。并与生油岩交互成层，成油条件优越。目前已找到留西及大王庄油藏，在几口预探井中也见到了很好的油气显示。

此外，下第三系东营组—沙一上段、沙一下段含油条件也很好，找油潜力也较大。薛庄—赵家庄—肃宁—大王庄及河间—留北—留西—留楚等油气藏有可能形成不同层系的含油连片。

2.继续勘探卧佛堂地区

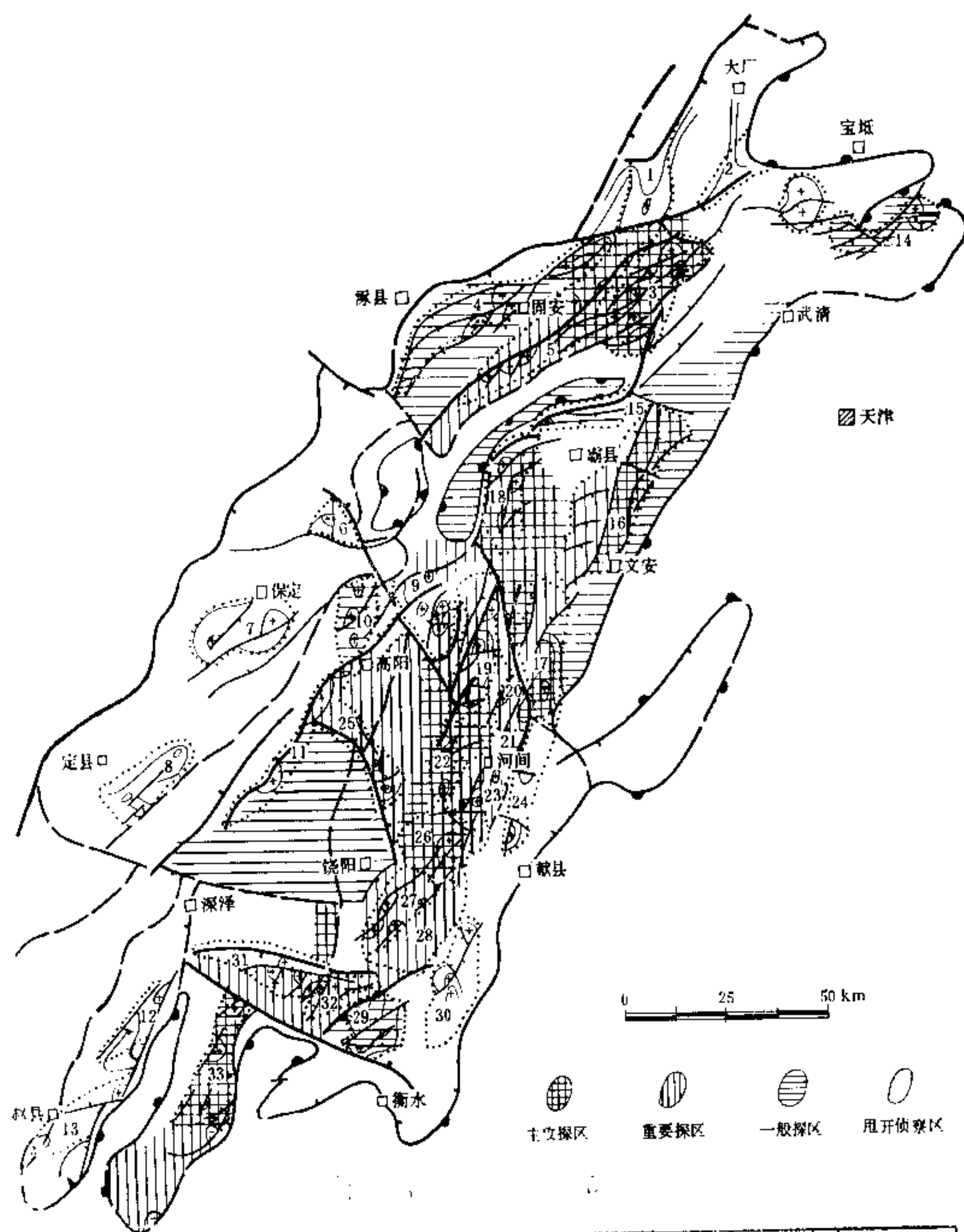
本区包括卧佛堂、南马庄及任东—马西地区，勘探面积250平方公里。

位于南马庄断层上升盘的卧佛堂构造，古生界为东倾单斜，下第三系区域西倾，自西向东超覆，具有形成复式油气聚集带的地质条件。已钻探井、详探井61口，产油井20口，低产井10口；已找到南马庄沙三段油藏、卧佛堂奥陶系油藏。

初步分析认为西侧为沙河街、东营组油藏分布有利区，东侧为古生界油气藏分布有利区。并要注意沿南马庄主断层两侧找浅潜山及上第三系油藏。

本区勘探目的层多，埋藏浅，勘探见效快，应尽快拿下含油面积。

3.加速勘探蠡县斜坡



1	凤河营潜山带	2	侯尚村潜山带	3	河西务潜山带	4	固安—旧州构造带	5	柳泉—曹家务构造带	6	黑龙口潜山群
7	清苑构造带	8	大辛庄构造带	9	雁翎潜山群	10	高阳北潜山群	11	高阳—博野潜山带	12	赵兰庄构造带
13	赵县构造带	14	王草庄潜山群	15	霸县潜山带	16	苏桥潜山带	17	卧佛堂潜山带	18	岔河集构造带
19	任丘潜山带	20	马西构造带	21	八里庄潜山群	22	河间西构造带	23	河间潜山带	24	河间东潜山带
25	五尺潜山带	26	留西潜山群	27	留楚构造带	28	无县楼构造带	29	孙虎潜山群	30	武强构造带
31	深县潜山带	32	深县南构造群	33	束鹿构造带						

图 11-3 冀中坳陷勘探设想图

蠡县斜坡是饶阳凹陷西部的一个东倾斜坡，面积1200平方公里。斜坡带具有长期稳定发育的特点。下第三系自东向西超覆减薄。

本斜坡以五尺断裂为界，分为南北两段，北段断层发育，断鼻、断块圈闭多，已找到了高3井，西柳1井，宁46井等沙一下段断鼻油藏，预测斜坡低部位临近生油凹槽，是下第三系非背斜油藏的有利分布区，如庞佐及长洋淀等地区。南段勘探程度低，构造面貌不清，首先应加强地震勘探。

4.预探留楚—武强—孙虎地区

本区地质结构复杂，沙四及东营末期两次构造运动具有明显的反向性，即沙四末期的构造运动使凹陷东降西抬，沙四—孔店组东倾；东营末期构造运动使凹陷西降东抬，沙三段—东营组西倾。饶阳凹陷南部具有一定的生油能力，目前已打井35口，仅3口井产油，还未控制储量。初步分析，留楚—皇甫村是东营组—沙一上段、沙二段的含油有利区，也是奥陶系潜山油藏的有利分布区；元昌楼—杨武寨是沙二、三、四段及孔店组的含油有利区。应积极进行预探，扩大第三系勘探成果，突破潜山出油。

孙虎地区潜山及沙四段—孔店组地层水矿化度很高，说明保存条件很好。深部高于庄组、常州村组与虎北断层下降盘生油层对接，具有“新生古储”的成油条件，可望形成潜山山腹（内幕）油藏。并应特别注意沿大断层找东营组沙一上段和上第三系“下生上储”油气藏和非背斜油气藏。

二、霸县凹陷

勘探面积2510平方公里，总生油量47亿吨，剩余资源量尚很丰富。截至1984年底已完钻探井、详探井298口，产油井126口，探井成功率46.3%；已找到南孟、龙虎庄、顾辛庄、岔河集、高家堡、鄚州、苏桥及文安等8个[●]油气田。今后勘探方向是：

1.扩大文安斜坡带勘探成果

文安斜坡包括北、中、南三段，勘探面积1360平方公里，为早第三纪以来的西倾斜坡。中生界、上古生界分布在斜坡的高部位，下第三系自斜坡低部位依次超覆于奥陶系、石炭-二叠系及中生界之上，有利于不同层系、多种类型油藏的形成。

今后重点勘探地区是斜坡带中段苏桥地区。勘探主要目的层有奥陶系、石炭-二叠系及第三系。

奥陶系是本区的主要含油气层、已找到苏桥、信安镇、苏6井三个油气藏。本区潜山圈闭多，共有23个，面积120平方公里，勘探潜力较大。

石炭-二叠系是本带的重要含油气层，苏20、文23井已于上石盒子组获得高产油气流。本区共有圈闭28个，面积190平方公里。今后要加强钻探。

第三系亦是本区主要含油层系之一。产油层位有上第三系、东营组—沙一上段、沙一下段、沙二段及沙三段等。已找到了文安油田。

区内下第三系圈闭较多，其中东营组底界构造圈闭有44个，面积155平方公里；沙一段底界构造圈闭有35个，面积近100平方公里；沙二段底界构造圈闭有14个，面积52平方公里。勘探领域广泛。

综上所述，可见本区含油层系多，且埋藏适中，勘探效果较好。在潜山勘探上要特别

● 未包括南马庄油田。

重视钻探苏桥东部潜山带（包括石炭-二叠系），并要侦察钻探沧县隆起西侧，了解其地质结构及含油性。在斜坡区要十分注意钻探下第三系地层和岩性油气藏。

2.实现岔河集—高家堡—鄚州含油连片

本区位于霸县、鄚州两个有利的生油凹槽之间，油源丰富，砂体发育，分布广。下部的沙二、三段滨浅湖滩坝砂体夹于生油岩之中；上部的东营组—沙一上段河道砂有多期活动的断层切割，与油源层沟通，有利于形成"下生上储"油气藏。目前已找到岔河集、高家堡和鄚州（Jxw、Es_3）油田。经分析东营组—沙一上段油藏还可扩大。深部还分布有沙一下段、沙三段及沙四段构造、地层及岩性圈闭。因此有可能实现岔河集—高家堡—鄚州含油连片。

3.继续找牛驼镇凸起内幕油藏

牛驼镇凸起截至1984年底已完钻探井40口，其中3口井获工业油流，2口井获低产油流，多数井见到不同程度的油气显示，并发现了鄚28井潜山残丘油藏。

研究认为本区沙一下段、沙三段生油层与常州村组储集层对接，有形成"新生古储"潜山山腹（内幕）油藏的可能，应继续进行预探。

三、廊固凹陷

勘探面积2070平方公里，总生油量57亿吨，油气资源较丰富。截至1984年底，共完钻探井、详探井350口，产油气井93口，探井成功率27.5%。主要勘探方向有三个：

1.扩大河西务—柳泉构造带含油范围

河西务潜山带是牛驼镇凸起向北延伸的披覆构造带，东西两侧被断层切割，成为一个地垒带，具备东、西、北三面供油的良好条件，有利于形成下部为潜山油藏、上部为第三系油藏的复式油气聚集带。目前已找到永清奥陶系潜山油气田、别古庄沙四段油田、河西务沙二、三段及沙四段油田等。构造带南段不仅潜山及沙四上段油藏还可能扩大，而且也是沙四下段及潜山内幕含油有利部位；北段则是沙一、二、三及四段构造、地层、岩性油藏及潜山油藏的有利分布区。

柳泉构造带为下第三系末期形成的挤压构造带，下第三系曾受强烈剥蚀，仅构造北部倾没端保存东营组—沙二段。沙三段勘探程度高，已找到柳泉、王居、琥珀营三个油藏。初步分析构造带深部可能是形成沙四段构造、地层、岩性油藏的有利区；北部倾没端是形成东营组—沙二段构造、岩性油藏的有利区；西南端的前石家务构造是形成沙三段、沙四段构造岩性油藏的有利区。

两带在北部倾没端有可能含油连片，因为它紧邻廊坊继承性生油凹槽南缘，油源丰富，又是东营组及沙一段、沙二、三段构造、地层岩性圈闭有利分布区。

对柳泉—曹家务地区的深层沙四段—孔店组要加强勘探。从目前资料分析具有利条件，一是深层沙四段—孔店组是重要生油气层；二是圈闭大而完整；三是多产天然气。

2.加快旧州—固安地区的勘探

该带位于柳泉—曹家务构造带西翼，生油层厚度大、砂层多、构造圈闭多、断裂活动期与油气运移期相一致，有利于油气藏的形成。但由于紧邻物源区，砂岩太发育，又邻近供水区，水动力活跃。今后注意选择构造面积大、幅度高、断层少的构造和各类砂砾岩锥体进行钻探。

3.继续勘探桐南地区

本区位于继承性发育的廊坊生油凹槽北侧，包括凤河营一候尚村潜山带，地层全，生油层系多，油源丰富。勘探面积400平方公里，已找到凤河营油田。

桐柏镇断裂是渐新世晚期强烈活动的大断裂，与大兴断裂交汇处有利于形成多种圈闭，可能出现沙二段、沙三段的地层及岩性圈闭。上升盘的凤河营一候尚村潜山带已见油气显示，也可能形成潜山油藏。

桐南地区构造复杂，岩性变化大，找油难度也大。今后要坚持勘探，逐步扩大含油面积。

四、深县一束鹿凹陷

深县一束鹿凹陷位于冀中坳陷南部，两个凹陷彼此连通，其面积分别为540和1080平方公里。两个凹陷总生油量14亿吨，扣除已探明储量外，油气资源仍比较丰富。

已完钻探井及详探井116口，其中产油井36口，探井成功率达到34%，已发现深西、何庄、何庄西、深南、南小陈和荆丘等油田。今后的勘探方向主要有四个：

1.扩大深县潜山带含油面积

本区潜山自第三纪以来长期稳定继承性上升。使其上覆下第三系一般具有披覆的特点，有形成以潜山油藏为主，并与上部第三系油藏组成复式油气藏的条件。大体可分为四个带，即深南潜山披覆构造带、何庄潜山披覆构造带、深西潜山披覆构造带及深县北潜山披覆构造带，各带均已发现了油田或油流。今后的任务是继续扩大成果，特别是要加速深县北及南部深潜山钻探。

2.加强束鹿凹陷勘探

本凹陷重点是勘探凹陷东部陡翼深潜山和二台阶潜山油气藏及西部斜坡区“任北式”的奥陶系山坡油气藏，另外是勘探下第三系断块及地层、岩性油气藏。

3.积极勘探衡水断层下降盘

衡水断层下降盘有一个下第三系断鼻构造带，沙一段底面有两个断鼻构造，三个断块圈闭，圈闭面积35.6平方公里。由于上倾方向有新河凸起的花岗片麻岩形成侧向封堵，下倾方向有深县凹陷油源，具有形成油藏的条件。泽94井于沙三段获工业油流，应当继续勘探。

4.侦察新河凸起内幕

新河凸起北部以衡水断层与深县凹陷相连接，深县凹陷沙三段生油层与凸起内幕对接，有形成山腹（内幕）油藏的希望。

五、武清凹陷

勘探面积2560平方公里，总生油量12亿吨，勘探程度低，完钻探井14口，仅见油气显示。

本凹陷具有继承性发育的性质，沙河街组以至东营组均有生油能力，又有石炭-二叠系煤型气源层；储集层主要有奥陶系碳酸盐岩和第三系、石炭-二叠系碎屑岩，具有较好的成油条件。初步认为杨村斜坡是潜山煤型气藏的有利区；王家务是上第三系油藏有利区；河西务东主断层下降盘是沙一段、东营组及上第三系油藏有利区。

宝坻凸起上的牛道口背斜，紧邻武清生油凹陷，上有500米厚的杨庄组泥质碳酸盐岩可为盖层，具备形成“新生古储”潜山山腹油藏的条件。

但是，武清凹陷上第三系太厚，目前深层构造不清，应迅速加强地震勘探，搞清构造

形态。要特别注意凹陷周边浅潜山的勘探，尽快突破出油关，积极准备后备战场。

六、侦察新凹陷、新地区

1.西部凹陷带

包括北京❶、大厂、徐水、保定和石家庄五个凹陷，面积6980平方公里，勘探程度低。截至1984年底，共完钻探井24口，其中北京凹陷6口、大厂凹陷3口、徐水凹陷6口、保定凹陷6口、石家庄凹陷3口。丰参1井、极4井于下白垩统见油气显示。

西部凹陷带自早第三纪开始发育，沙四期后逐渐衰退，成为东倾单斜。石家庄、北京及大厂凹陷有下白垩统生油层；徐水凹陷有沙四段—孔店组生油层；保定凹陷有沙四段—孔店组上要生油层和沙三段次要生油层。其中石家庄、保定凹陷生油条件好。保定、徐水、石家庄凹陷总生油量为8.5亿吨。

本区储集层发育，下白垩统上部有滨湖相滩砂体，孔店组有洪积砂砾岩体，沙四段下部有河湖相砂体，另外还有奥陶系碳酸盐岩储集体。这些储集层之上均有良好的盖层，具备形成油气藏的条件。初步分析认为，保定凹陷为沙四段构造油藏及潜山油藏分布的较有利地区；石家庄凹陷为中生界自生自储和“中生古储”油藏分布有利区。今后应积极进行地震勘探，搞清构造形态，并加强地质综合研究，选准有利地区钻探，争取早日出油，准备接替战场。

2.高阳低凸起

高阳低凸起，构造性质为一古背斜，中生代以来长期继承隆起。由两个高点组成，高4井主高点高于庄组顶界圈闭面积55平方公里，幅度250米，是冀中坳陷最完整的古背斜。由中上元古界组成，处于水动力较弱交替区。钻井中雾迷山组溢水时带有可燃天然气，甲烷含量87.3%，推测下部串岭沟组可能是生油层。背斜南端高点，保留有下古生界，盖层条件变好，有形成原生油藏的可能性。在落实构造的基础上，应进行侦察性钻探。

❶ 北京凹陷属西部边缘带，为叙述方便，在此合并在西部凹陷带内。

第二篇　冀南地区与沁水盆地

第一章 冀南地区

冀南地区位于德石铁路线以南，京广铁路线以东，清河—大名一线以西，大名—磁县一线以北，包括河北省邢台、邯郸、衡水三个地区的30个县、市，面积15200平方公里。地质构造单元包括邢衡隆起、临清坳陷（河北省部分）和沧县隆起的明化镇、武城及馆陶凸起（图1-1）。

本区自1956年10月第一口探井——华1井开钻以来，截至1984年底共钻井32口。其中丘县凹陷10口（丘1、2、3，临1、6、9，冀参5，广参1，丘参1，魏参1井），南宫凹陷9口（临3、4、7、8、10、11，宫1、3、6井），大营镇凹陷1口（临5井），明化镇凸起1口（华1井），新河凸起3口（宫2，晋42、43井），巨鹿凹陷2口（巨参1、新巨5井），邯郸凹陷2口（巨4、磁1井），馆陶凸起4口（馆古1、馆古2、华3、临2）。这32口井中钻遇古生界的井有8口（宫1、宫2、华1、晋42、巨参1、新巨5、馆古1和临2井），见到不同程度油气显示的井9口（表1-1），已试油井3口，临4井沙四段日产水4.71立方米，日产油0.02～0.03立方米。

表 1-1 冀南地区井下油气显示统计表

井号	层位	井深（m）	厚度(m)/层数	岩性	含油级别	试油结果
临4	Es_4	1521.6～1596.6	19/13	砂砾岩	油砂—油迹	抽汲产油0.02～0.03米^3/日，水4.71米^3/日
	K_1	1794.0～1794.5	0.5/1	流纹岩	油浸	
临7	Es_4	1492.6～1579.0	8.9/4	砂岩	油斑—油浸	
临8	Es_4	1638～1837	23.5/7	泥云岩及泥岩	裂缝含油	
	K_1	2834～2835	1/1	泥岩	气测异常	
临11	Es_4	1500.5～1555.0	13.65/12	泥岩 泥云岩	裂隙含油	
宫3	Es_4	1565.6	井壁取芯见一颗砾石，有油迹		油迹	
宫6	Es_4	1799～1867.5	13.2/11	泥云岩	油斑	
巨参1	C—P	2617.5～2759	10/3	含煤岩系	气测异常	于2776.6～3715米定深500米抽吸104次产水70.7米^3/日
	O	3273～3282		白云质灰岩	5级荧光	
	O	3579.4～3585		石灰岩	气测异常	
新巨5	C—P	2526～2604		砂、泥岩	含油泥块	
	O	2944～2951		石灰岩	6～8级荧光	
临2	O	2088.5～2090.5	2/1	石灰岩	气测异常	

一、勘探历程及主要成果

冀南地区的石油地质勘探工作自1955年开始，已断断续续地进行了三十年，按照工作

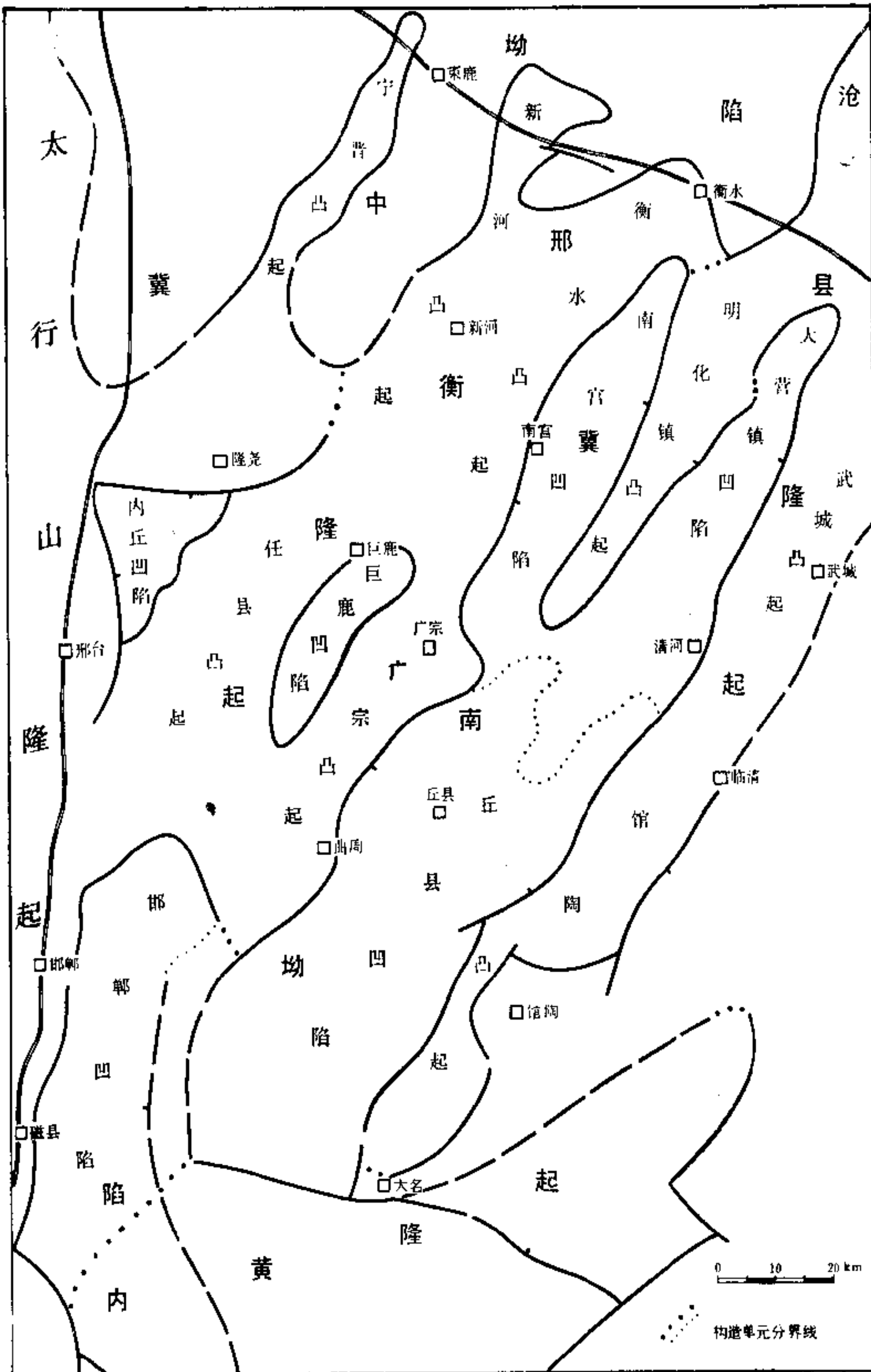


图 1-1 冀南地区构造单元图

性质、任务和成果情况，可分为三个阶段：

1.区域概查阶段（1955～1960年）

这一阶段主要应用了多种地球物理勘探方法进行区域概查，完成了1：100万—1：20万重力、磁力和电测深面积测量，并对明化镇、馆陶、丘县马头等地区进行了光点地震详查，对本区的构造性质作了解释。先后提出了"临清凹陷带"（地质部华北石油普查大队，1957年）、"临清凹陷"（石油工业部西安地质调查处，1957年）、"临清盆地"（地质部中原石油物探大队和石油工业部华北石油勘探处综合研究联队，1959年）等划分意见。1956年至1959年，石油工业部华北石油勘探处先后在明化镇、馆陶及邻区堂邑凸起钻了华1、2、3、4、6等参数井，华4井于石炭-二叠系及中奥陶统首次见到油斑～油浸显示。通过勘探，对区内地层、构造及成油条件等有了初步了解。

2.继续概查阶段（1961～1975年）

本阶段勘探工作时断时续。1961年至1963年，地质部中原石油物探大队补充作了少量电法和重力勘探。自1966年3月开始，石油部地球物理勘探局在邢台、束鹿、深县、衡水、枣强、南宫、清河、威县和巨鹿等地区进行了测网为4×8或8×12公里的地震概查，对本区的地质结构有了进一步的认识。

1972年至1975年，胜利油田在本区东侧完成了夏津、临清、聊城、南堂邑、冠县、北馆陶等地区的地震概查或普查，共作地震剖面3607公里，并钻探井3口，证实了本区东部下第三系沙河街组和孔店组发育，具有一定生油条件。堂古1井于中奥陶统见油斑白云岩及气层，进一步肯定了本区的找油前景。

3.区域勘探阶段（1976～1984年）

本阶段石油工业部物探局和华北石油管理局进行了大量的勘探工作，区内共完成地震剖面长10000公里，测网达到2×3—1×2公里。完钻预探井11口，在4口井的三个层系（奥陶系、石炭-二叠系及沙四段）中见到了不同程度的油气显示。与此同时，地质部系统也在丘县、南宫凹陷进行了地震普查，并完钻预探井7口。

到1984年底止，区内地震多次覆盖测线网已达到2×3公里，其中南宫凹陷达到1×2公里。

通过上述勘探和研究，取得了如下认识：

1.明确了区内地层层序、厚度与岩性变化特征；

2.明确了区域地质结构，区内前中生界基底由五个北东走向的断块带组成；沿北北东向大断层根部发育有一系列下第三系凹陷；在印支期和燕山早期以褶皱运动为主，燕山晚期和喜山期以块断运动为主；

3.初步分析有四套可能生油层系

(1)下第三系沙四段—孔店组，于南宫凹陷的多口探井中见到油气显示及少量原油；(2)中生界下白垩统，在其上段（K_1^2）有近500米的暗色泥岩，有机质丰度较高并已达到成熟阶段；(3)石炭-二叠系，分布广泛，可能为重要气源层；(4)下古生界碳酸盐岩，也具有一定的生油能力。

二、地层概述

本区钻遇地层自下而上有：中元古界、下古生界、石炭-二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和新生界，累计钻井厚度在一万米以上（图1-2、图1-3），与冀中坳陷比较，古生界相

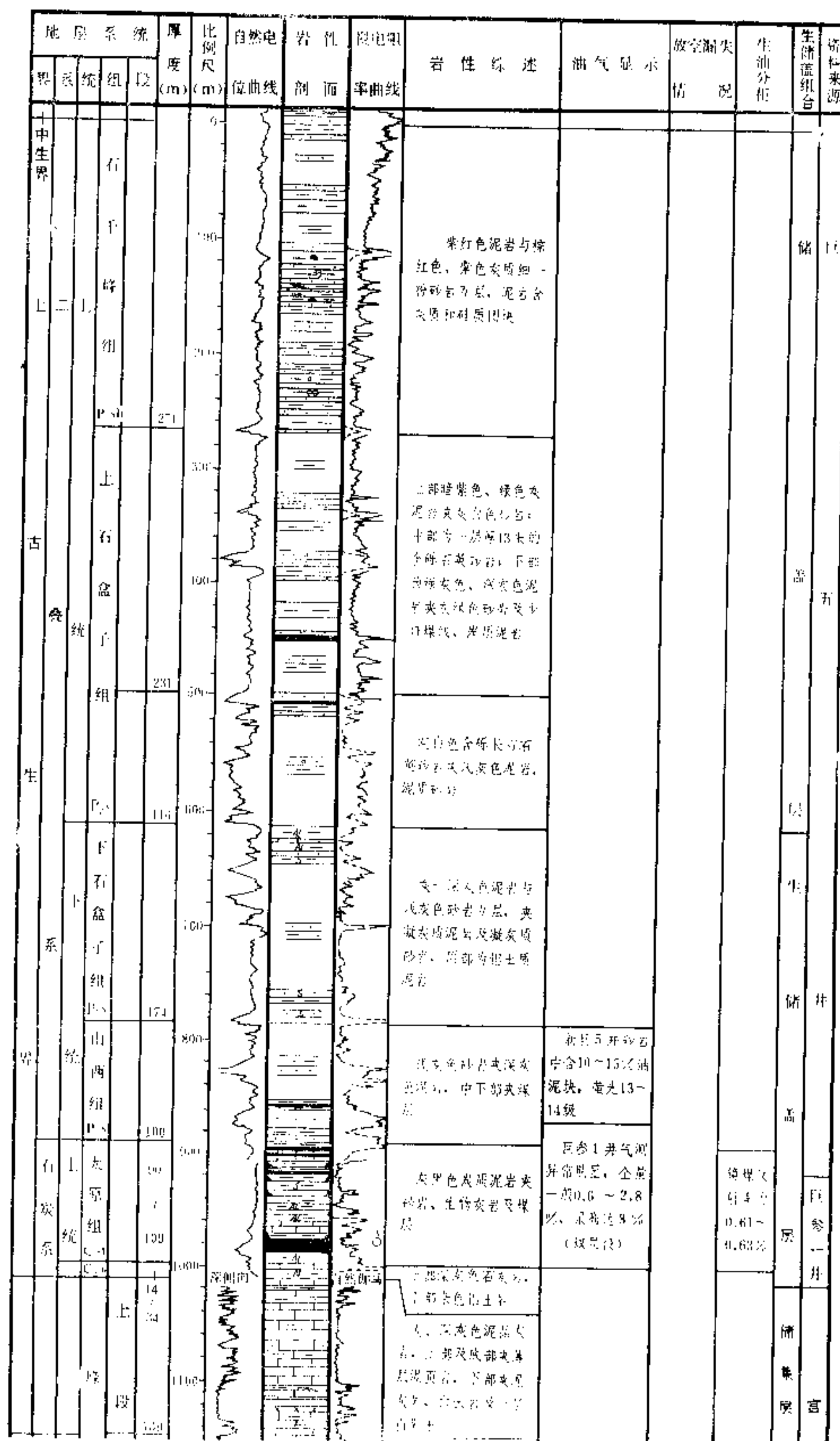
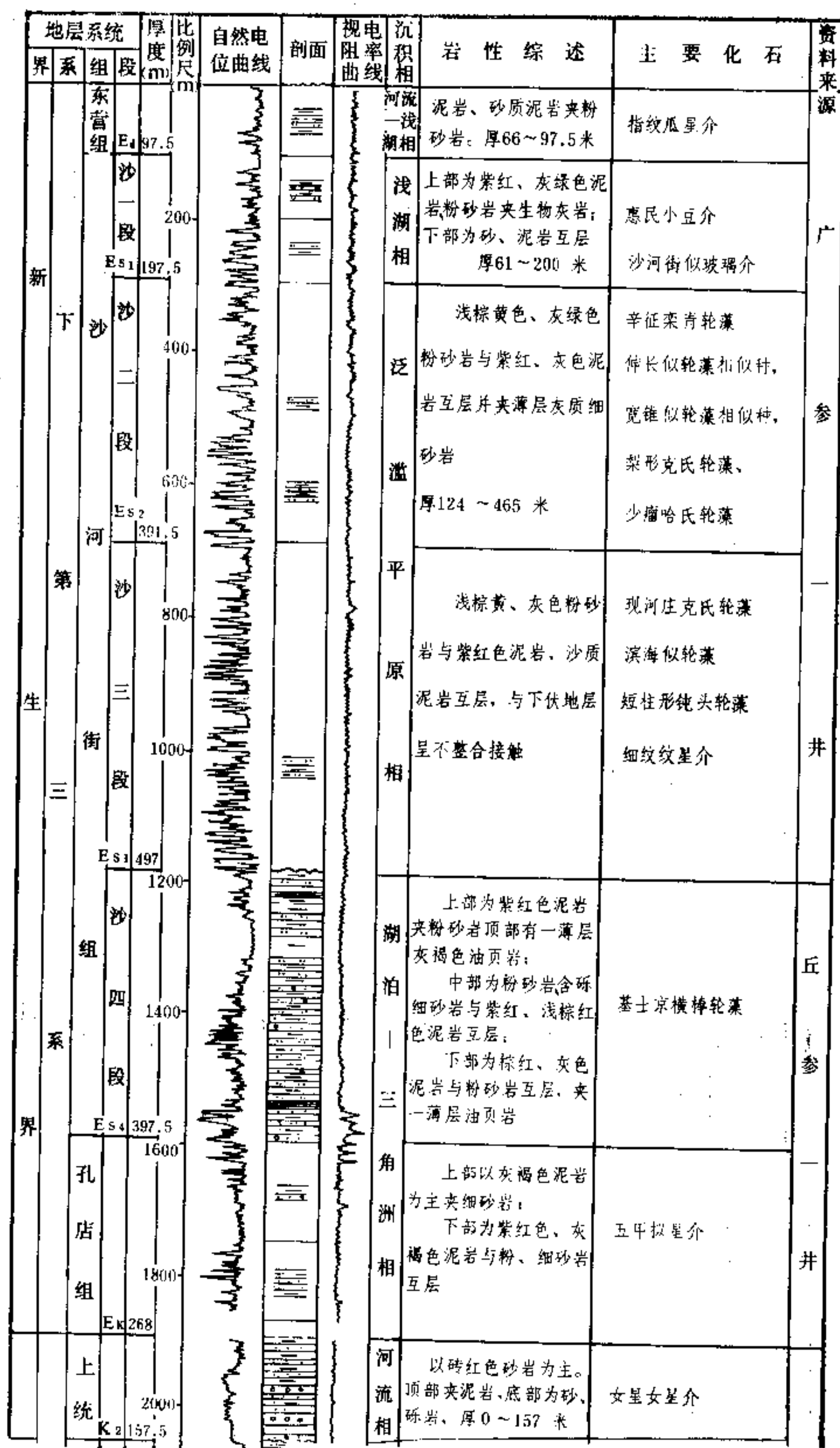


图 1-2 冀南地区古生界、中

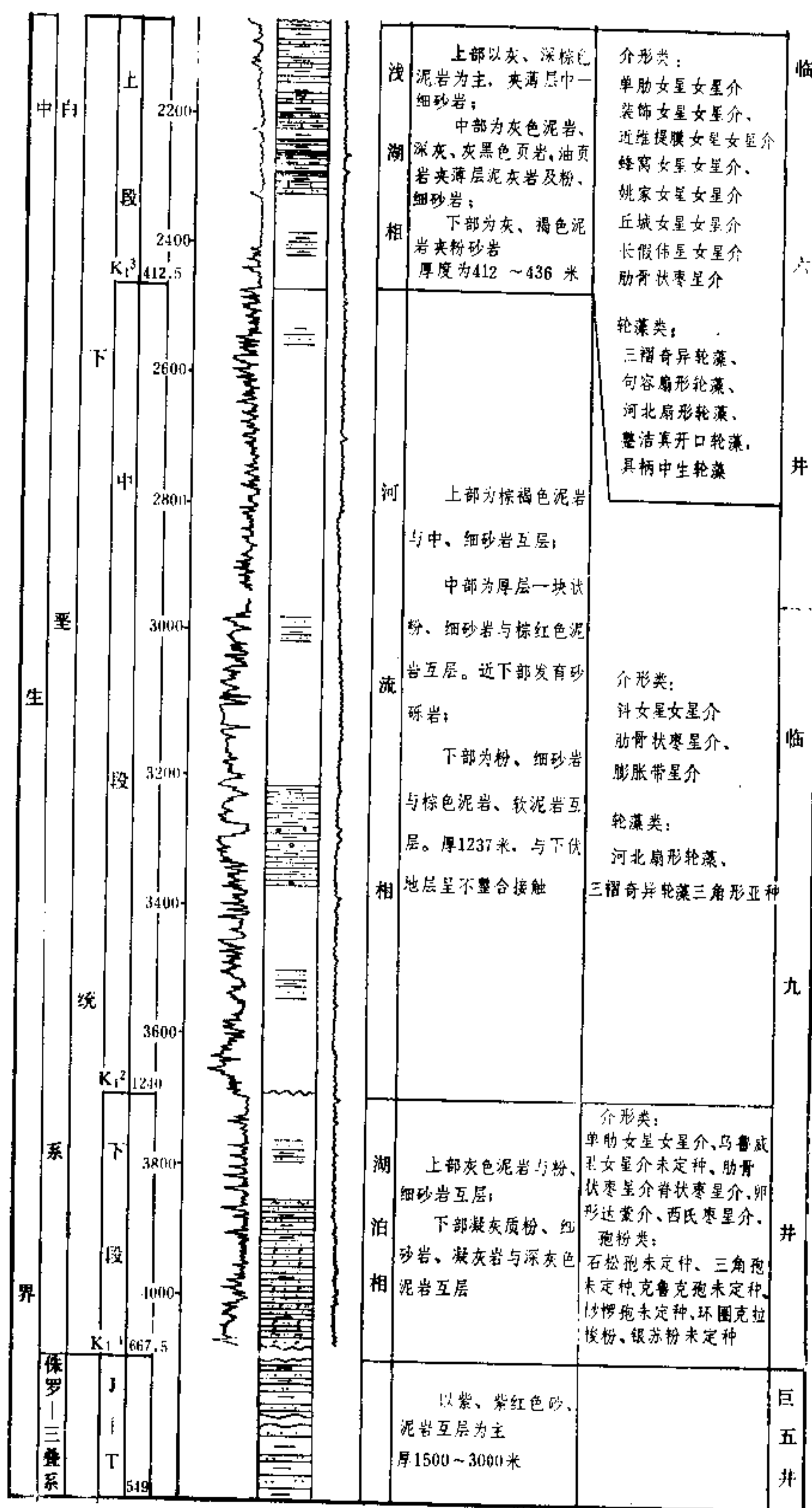
界	系	统	组	段/代号	厚度(米)	深度(米)	岩性描述	油气显示	钻井显示	有机地化	生储盖组合	井名
下古生界	奥陶系	中统	峰峰组	下段 O_2f	106	1200	深灰色石膏质白云岩及灰白色石膏，中部夹石灰岩，底部含泥质白云岩	新巨5井见6～8级荧光灰岩	放空0.2米，漏失泥浆130.61米³	碳酸盐岩有机碳含量0.13%，热解峰温440～455℃；新巨5井有机碳含量0.11%，沥青“A”0.03%	盖层	巨一井
			上马家沟组	上段	86	1300	深灰色灰岩及白云岩夹灰白色石膏及深灰色石膏质白云岩。底部含泥质	新巨5井见6～10级荧光				
				下段 O_2s	207	1400、1500	灰—深灰色石灰岩，底部夹灰白色石膏（因井漏未录井）		放空7次共1.7米，漏失泥浆1328米³		生储集层	
			下马家沟组	O_2x	190	1600、1700	深褐灰、灰—深灰色石灰岩与浅褐灰、黄灰色白云岩互层。底部为泥质白云岩	巨参1井见5级荧光显示				巨参一井
		下统	亮甲山组	O_1l	115.5	1800	褐色微—细晶白云岩，中部具燧石团块，底部夹泥质白云岩	巨参1井气测异常全量从0.1上升到1.3%				
			冶里组	O_1y	20		深灰色微晶白云岩					
	寒武系	上统	凤山组+长山组+崮山组	$\in_3f$+$\in_3c$+$\in_3g$	182	1900、2000	上部为褐灰色细—粗晶白云岩，具针孔状结构；下部黄灰、褐灰色花斑状灰岩、泥质条带灰岩、竹叶状灰岩，夹杂色白云质页岩	见油斑白云岩三层4米	两处放空0.45米，漏失泥浆183米³	晋34井碳酸盐岩有机碳含量0.07%，巨参1井0.1%，沥青“A”0.033%		晋三十四井
		中统	张夏组	$\in_2z$	136	2100	上部为黄灰—深灰褐色鲕状灰岩；中部以灰—深灰褐色石灰岩为主，夹鲕灰岩；下部为鲕灰岩夹页岩	油斑鲕灰岩四层7米				
			徐庄组	$\in_2x$	42/102	2200	上部深灰色白云质灰岩夹鲕状灰岩；下部灰绿色页岩夹石灰岩泥质白云岩				盖层	
		下统	馒头组	$\in_1m$	12/37		泥质白云岩及页岩					
中元古界	蓟县系		雾迷山组	三段	0/555	2300	灰—褐灰色含燧石团块白云岩			晋34井有机碳含量0.07%	生储层	

元古界综合柱状剖面图



地层系统
界
系
组
段
厚度(m)
比例尺m
自然电位曲线
剖面
视电阻率曲线
沉积相
岩性综述
主要化石
资料来源
新生界
下第三系
东营组
E_d
97.5
河流—浅湖相
泥岩、砂质泥岩夹粉砂岩。厚66～97.5米
指纹瓜星介
沙一段
E_{s1}
197.5
200
浅湖相
上部为紫红、灰绿色泥岩粉砂岩夹生物灰岩；下部为砂、泥岩互层 厚61～200米
惠民小豆介
沙河街似玻璃介
沙河街组
沙二段
E_{s2}
391.5
400
600
泛滥平原相
浅棕黄色、灰绿色粉砂岩与紫红、灰色泥岩互层并夹薄层灰质细砂岩 厚124～465米
辛征莱肯轮藻
倚长似轮藻相似种，
宽锥似轮藻相似种，
梨形克氏轮藻、
少瘤哈氏轮藻
沙三段
E_{s3}
497
800
1000
浅棕黄、灰色粉砂岩与紫红色泥岩、沙质泥岩互层，与下伏地层呈不整合接触
现河庄克氏轮藻
滨海似轮藻
短柱形钝头轮藻
细纹纹星介
广参一井
沙四段
E_{s4}
397.5
1200
1400
湖泊—三角洲相
上部为紫红色泥岩夹粉砂岩顶部有一薄层灰褐色油页岩；
中部为粉砂岩含砾细砂岩与紫红、浅棕红色泥岩互层；
下部为棕红、灰色泥岩与粉砂岩互层，夹一薄层油页岩
基士京横棒轮藻
孔店组
E_k
268
1600
1800
上部以灰褐色泥岩为主夹细砂岩；
下部为紫红色、灰褐色泥岩与粉、细砂岩互层
五平拟星介
丘参一井
上统
K_2
157.5
2000
河流相
以砖红色砂岩为主。顶部夹泥岩、底部为砂、砾岩，厚0～157米
女星女星介

图 1-3 冀南地区中、新



中
生
界
白
垩
系
下
统
上
段
中
段
下
段
K_1^3
K_1^2
K_1^1
412.5
1240
667.5
2200
2400
2600
2800
3000
3200
3400
3600
3800
4000
侏罗—三叠系
J—T
549
浅湖相
上部以灰、深棕色泥岩为主，夹薄层中—细砂岩；
中部为灰色泥岩、深灰、灰黑色页岩、油页岩夹薄层泥灰岩及粉、细砂岩；
下部为灰、褐色泥岩夹粉砂岩
厚度为412 ~436 米
河流相
上部为棕褐色泥岩与中、细砂岩互层；
中部为厚层—块状粉、细砂岩与棕红色泥岩互层。近下部发育砂砾岩；
下部为粉、细砂岩与棕色泥岩、软泥岩互层。厚1237米，与下伏地层呈不整合接触
湖泊相
上部灰色泥岩与粉、细砂岩互层；
下部凝灰质粉、细砂岩、凝灰岩与深灰色泥岩互层
以紫、紫红色砂、泥岩互层为主
厚1500~3000米
介形类：
单肋女星女星介
装饰女星女星介、
近推提膜女星女星介
蜂窝女星女星介、
姚家女星女星介
丘城女星女星介
长假伟星女星介
肋骨状枣星介
轮藻类：
三褶奇异轮藻、
句容扇形轮藻、
河北扇形轮藻、
整洁真开口轮藻、
具柄中生轮藻
介形类：
斜女星女星介
肋骨状枣星介、
膨胀带星介
轮藻类：
河北扇形轮藻、
三褶奇异轮藻三角形亚种
介形类：
单肋女星女星介、乌鲁威孔女星介未定种、肋骨状枣星介脊状枣星介、卵形达紫介、西氏枣星介、
孢粉类：
石松孢未定种、三角孢未定种、克鲁克孢未定种、桫椤孢未定种、环圈克拉梭粉、银杏粉未定种
临六井
临九井
巨五井

生界综合柱状剖面图

似，中生界明显发育，最大厚度可达7000米，下第三系则发育不全，厚度变薄，岩性在多数地区既红又粗。现简述于下。

1.中元古界

主要分布于西部宁晋、邢台、邯郸一带，厚度由北往南、自西向东减薄以至尖灭。晋42、衡2井钻遇大洪峪一常州沟组，下部为石英砂岩；中部为黑色页岩夹白云岩；上部为砂岩、页岩、白云岩间互层。这套地层厚度大于550米（未见底）。晋34、晋2井钻遇长城系高于庄组一蓟县系雾迷山组，厚度大于900米（未见底），为灰褐一浅灰褐色燧石条带白云岩。

2.下古生界

下古生界除各断块带高部位遭受剥蚀外，大部分地区保存完整。

（1）寒武系

区内仅有位于宁晋一隆尧高断块带的晋19、34两口井钻穿，厚372～415米。上统和中下统分别由页岩一碳酸盐岩两个沉积旋回组成。下旋回上部为鲕状灰岩，上旋回上部为针孔状白云岩，均具有较好的储集条件（图1-2）。

（2）奥陶系中下统

厚833～863米，为大套碳酸盐岩夹含泥质灰岩，与冀中地区不同的是，石膏层发育（图1-2、图1-4）。本区东邻堂邑凸起上的华4井奥陶系钻厚656.5米，其中石膏层厚243米，占地层厚度的37%；西部邻区临城、邢台、武安、磁县等地普遍有石膏矿点，武安最厚达144米，占奥陶系总厚度的23%，本区内石膏厚度较薄，巨5井厚30米，宫1井厚36.4米。

3.上古生界

石炭-二叠系除各断块带高部位被剥蚀外，其余地区均有分布。宫1、宫2、巨参1、巨5井钻遇，钻井最大厚度达1040米。太原组、山西组夹煤层，煤层累计厚度26.5米，埋深大，是形成煤型气的有利条件。煤层之上砂岩集中，胶结疏松，单层厚度大，如上石盒子组下段，最大单层厚24米，是较好的储集层（图1-2）。

4.中生界

本区中生界分布广，厚度大，但由于研究工作开展不够，在地层划分上尚待进一步工作（图1-3）。

（1）三叠系（？）

三叠系（？），除宁晋、隆尧高断块带及新河、明化镇、广宗凸起剥蚀外，其余地区均有分布。馆古2、丘3、新巨5和磁1等井钻遇，为浅棕红色砂岩夹泥岩，电阻率曲线呈块状高阻（图1-5）厚1000～1500米，与下伏石千峰组为整合接触。本段由于缺乏化石资料时代未定，根据区域地层分析及地震反射特征暂列为三叠系（？）

侏罗系，本区未钻遇，但据丘县一肥乡一带地震剖面推测，本区相当发育，最厚可达1500米，详见图1-6-Ⅴ。

（2）下白垩统

在丘县一肥乡一带较为发育，南宫一大营镇一带也有分布。按其岩性特征可分为下中上三段（图1-5）。

下段（K_1^1）：丘3井揭露较全，钻厚达1127米，为灰一深灰色砂、泥岩互层。临9井于下部夹凝灰质砂岩。与下伏三叠、侏罗系为角度不整合接触。

中段（K_1^2）：丘2井揭露较全，钻厚1338米，为褐灰色泥岩与浅灰、棕红色砂岩互层。与下伏下白垩统下段不整合接触。

上段（K_1^3）：丘县凹陷临6、冀参5井揭露最全，钻厚412～436米，为暗色泥岩、油页岩夹泥灰岩和粉砂岩。南宫地区相变为安山岩、流纹岩夹红色泥岩和砂砾岩，临4井钻厚400米。

下白垩统钻井总厚为2900米，据地震剖面推测，北部大营镇地区最厚可达3500米；南部肥乡、成安一带最厚可达5600米，详见图1-6-V。

5.新生界及上白垩统

（1）上白垩统—下第三系

各凹陷内皆有分布（图1-7）。上白垩统—孔店组—沙四段钻厚为286～1450米，据地震剖面分析，最大厚度可达4000米。为棕红、灰色砂、泥岩互层，夹少许含膏泥岩。下粗上细，上白垩统以砖红色砂、砾岩为主。与下伏下白垩统为不整合接触。

南宫凹陷孔店组为红色砂砾岩夹灰色泥岩及石膏层，厚198～989米；沙四段为深灰色泥岩夹石膏和泥质白云岩，厚98～553米，是主要生油层。

沙三段—东营组厚260～1400米，为紫红、灰绿色砂、泥岩互层，组段分界不明显。与下伏地层呈不整合接触。

（2）上第三系及第四系

全区广泛分布，为浅棕黄色粘土（岩）及砂砾（岩），厚1000～1200米，与下伏下第三系不整合接触。

三、构造特征

1.构造发展简况

本区位于渤海湾盆地西南部，南连内黄隆起，北界冀中坳陷，东接沧县隆起，西靠太行山隆起，包括临清坳陷（河北部分）、邢衡隆起和沧县隆起南端。依据区内下第三系分布特征，可进一步划分出6个凹陷、7个凸起（图1-1、表1-2）。

本区同渤海湾盆地其他坳陷一样，在太古界及下元古界变质岩基底之上，沉积有中元古界—下古生界的海相碳酸盐岩和石炭-二叠系海陆交互相煤系与碎屑岩，及中、新生界的陆相碎屑岩。在印支期前经历了三次较大的整体抬升运动：寒武纪馒头期前的抬升，使本区缺失中元古界上部、上元古界及寒武系下统府君山组；中奥陶世后的抬升，使本区缺失上奥陶统—下石炭统；早三叠世后期的抬升，使侏罗系、三叠系剖面不全。

从印支期开始，区内构造运动进入了新的阶段，一是构造运动强烈而频繁，形成了各层系之间明显的角度不整合（图1-3）；二是构造运动的形式主要为宽缓的褶皱和块断。侏罗纪早期是本区褶皱运动最强烈时期，形成了如广宗、新河等宽缓背斜。下白垩统超覆其上，在丘县、南宫地区，两套地层交角大于10°，早白垩世末期发生又一次褶皱运动（如丘县凹陷中央背斜带就是在这次运动中形成的），使上下白垩统间的交角大于15°。

晚白垩世至早第三纪末期，则以断裂活动为主。从而形成了本区现今的构造格局。

2.断裂活动特征

（1）断裂活动规模大，主要表现为断裂活动时间长、断开层位多（从第三系直至古老变质岩）、断距大、断层延伸远，详见表1-3及图1-8。

（2）如表1-3所示，断层走向主要为北东、北北东向，相应地使中新生界凹陷及古生界

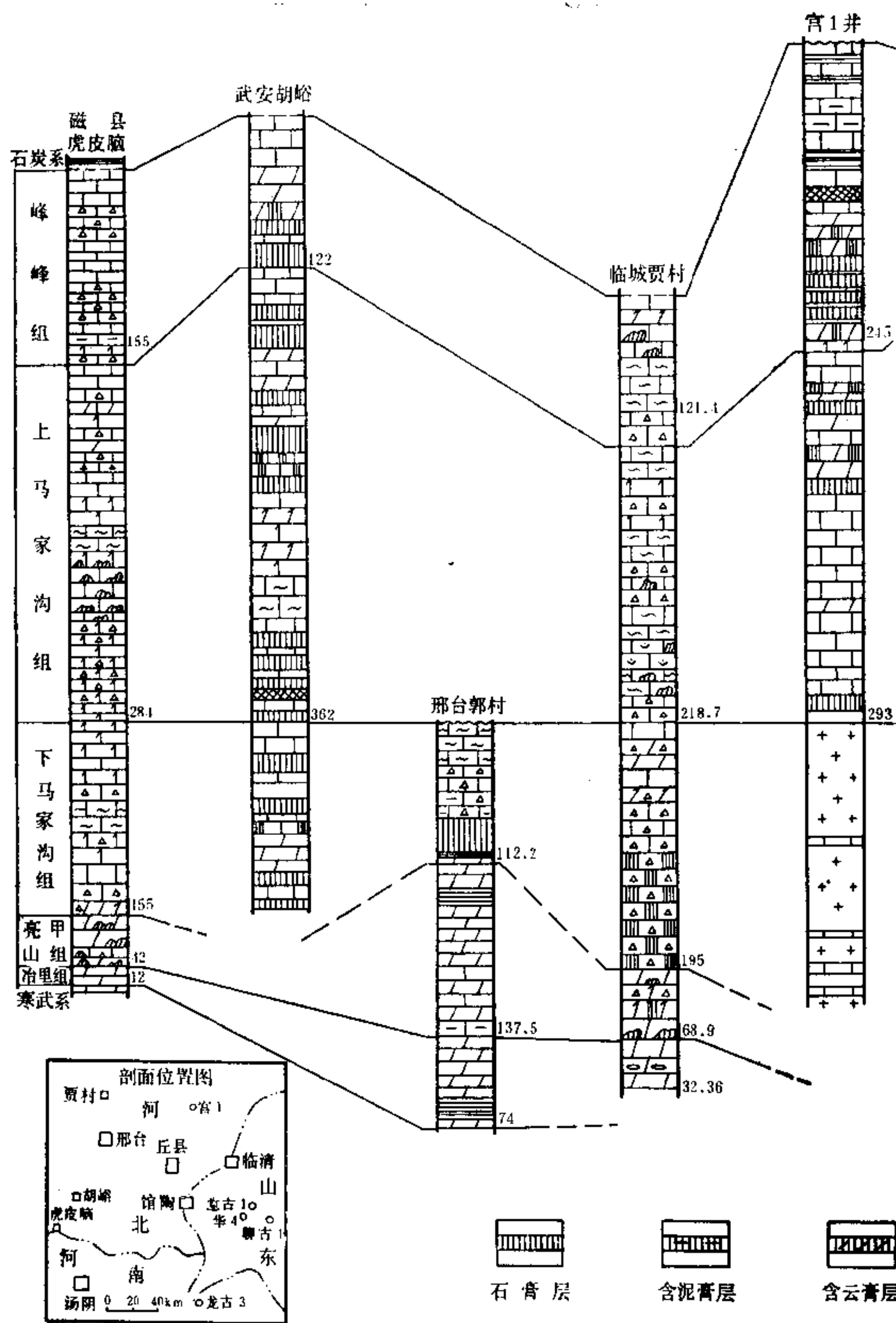
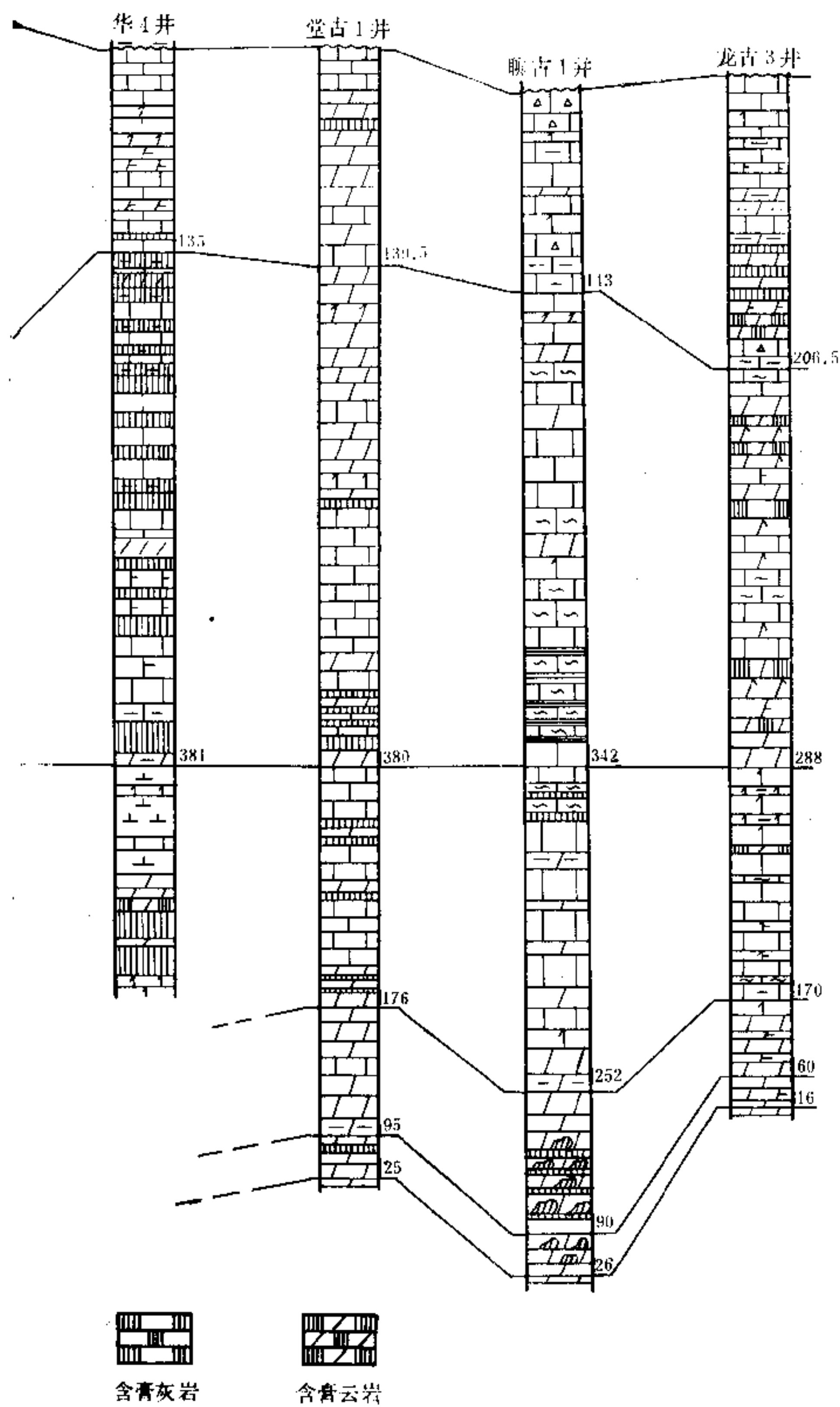
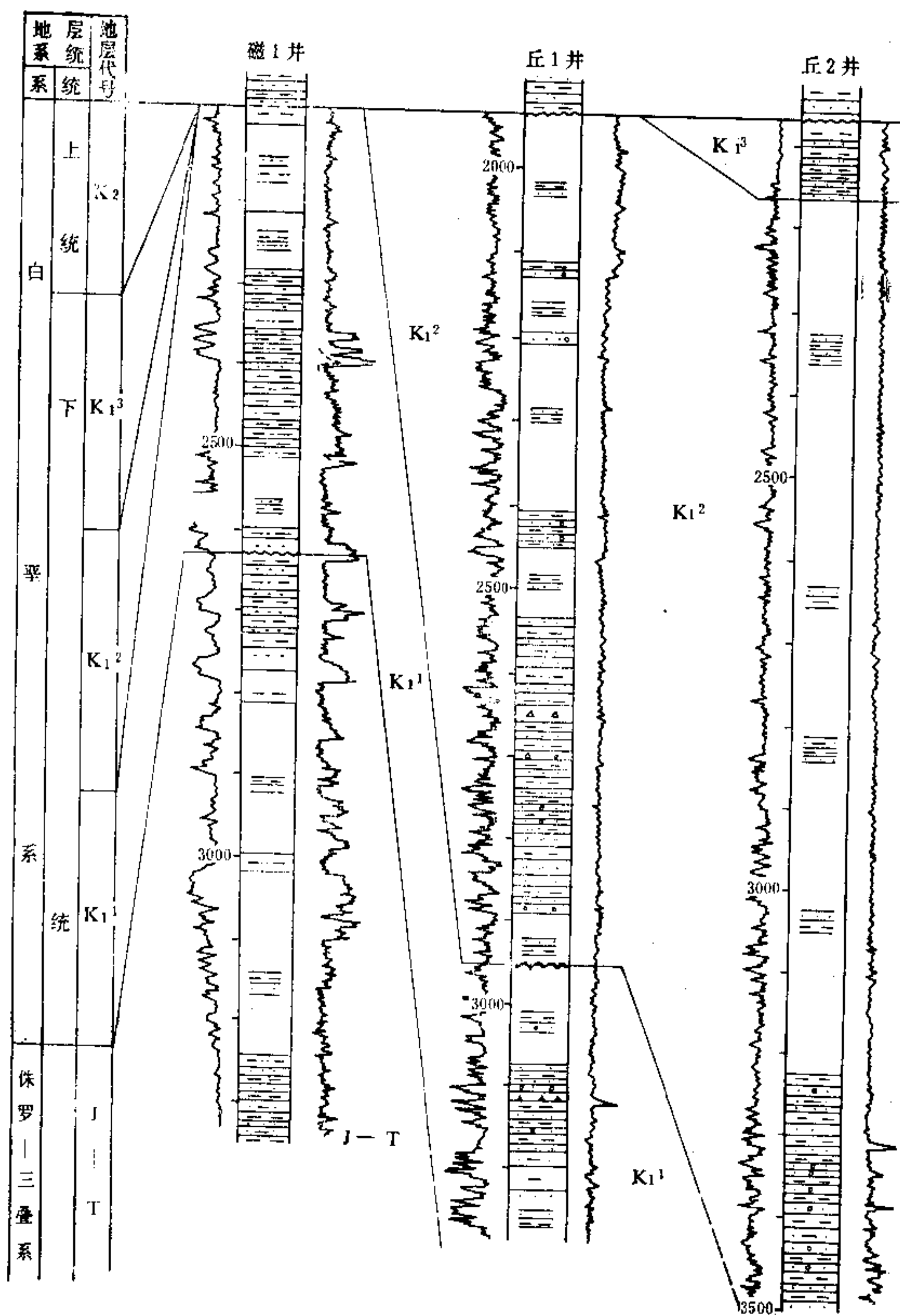

宫1井
武安胡峪
磁 县
虎皮脑
石炭系
峰
峰
组
上
马
家
沟
组
下
马
家
沟
组
亮甲山组
冶里组
寒武系
临城贾村
邢台郭村
122
155
121.4
245
284
362
218.7
293
112.2
155
42
12
195
137.5
68.9
32.36
74
剖面位置图
贾村
河
宫1
邢台
丘县
临清
胡峪
虎皮脑
馆陶
北
山
河
南
东
汤阴
0 20 40km
龙古3
石膏层
含泥膏层
含云膏层

图 1-4 冀南及邻区

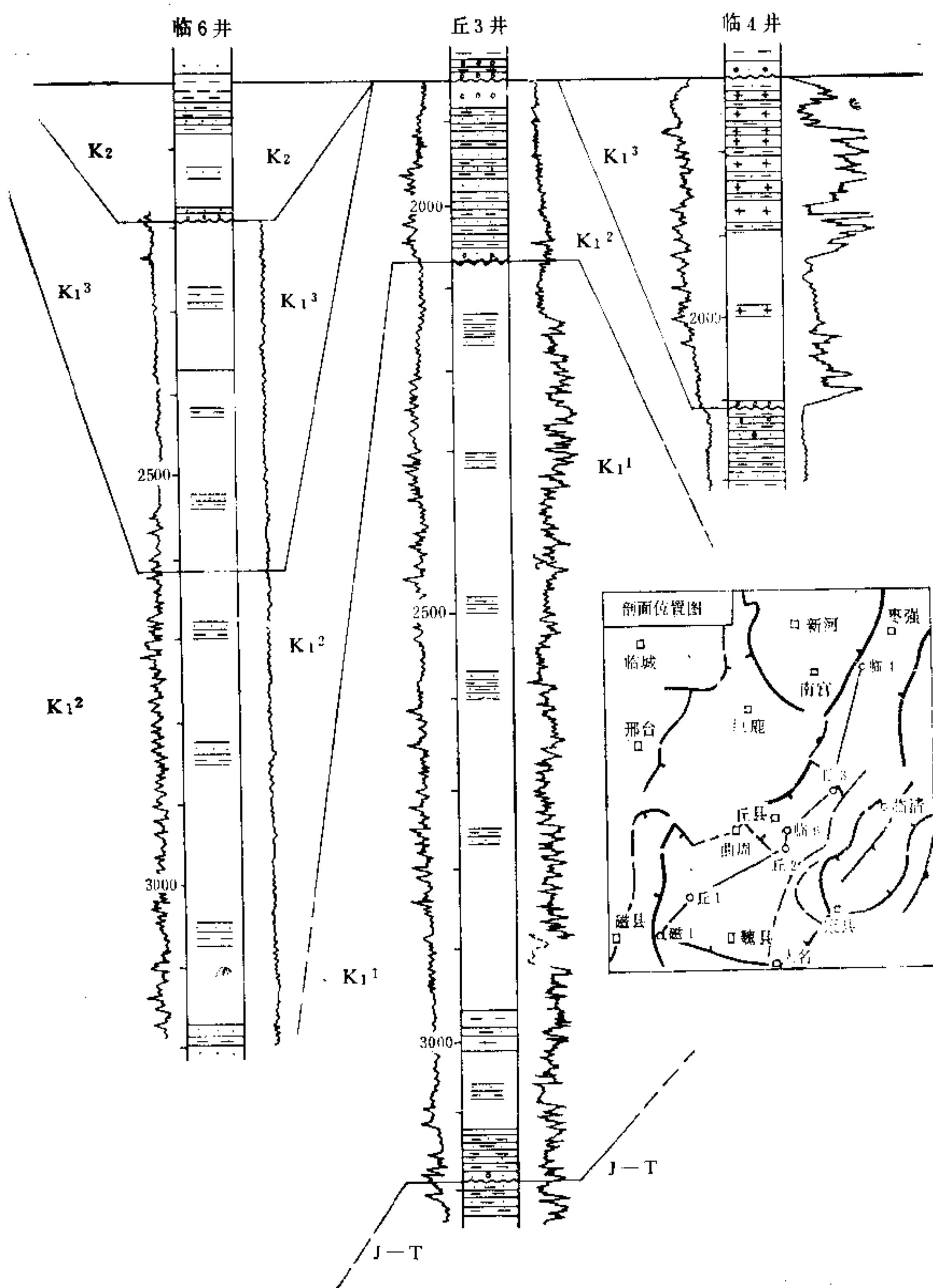

华4井
堂古1井
睐古1井
龙古3井
135
139.5
113
206.5
381
380
342
288
176
252
170
95
160
25
90
16
26
含膏灰岩
含膏云岩

奥陶系对比图



地层
系
统
地层代号
白垩系
上统
下统
K_2
K_1^3
K_1^2
K_1^1
侏罗—三叠系
J—T
磁1井
丘1井
丘2井
2500
3000
2000
3500
J — T

图 1-5 冀南地区


临6井
丘3井
临4井
K2
K2
K_1^3
K_1^3
K_1^3
K_1^2
K_1^2
K_1^2
K_1^1
K_1^1
2000
2000
2500
2500
3000
3000
J—T
J—T
剖面位置图
新河
枣强
临城
南宫
邢台
丘县
曲周
丘2
丘1
磁县
磁1
魏县

中生界对比图

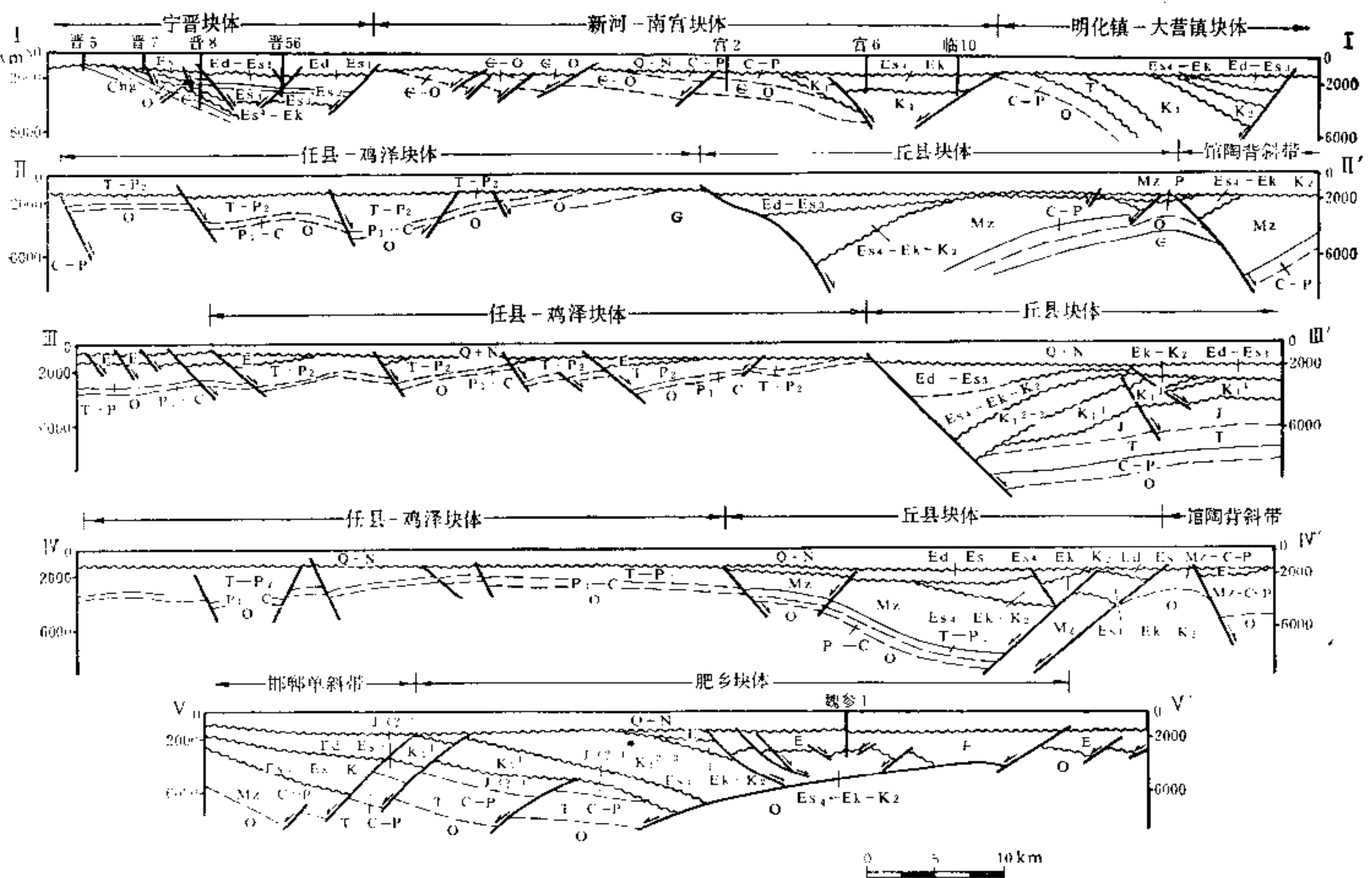


图 1-6 冀南地区区域构造剖面图

剖面位置见图1-9

图 1-7 冀南地区下第三系与上白垩统残留厚度等值线图

基岩块体均呈同一方向展布。

(3)断层具同生性质，在单断凹陷陡翼往往形成一些逆牵引构造，如馆陶西断层的北寺兴构造（图1-6-Ⅳ）；在“双断”凹陷中，其中央受两侧挤压，形成了挤压背斜（图1-6-Ⅴ）。

(4)北西—北北西向断层数量少且规模小（表1-3），但对区内构造分区有明显作用。

(5)断裂活动的强度和规模由东向西减弱，尤其在中区馆陶西断层—隆尧断层间表现最为明显。

3.基岩块体结构

根据前中生界基岩块体展布特征，基岩块体可划分为三个断块带、一个单斜带和一个背斜带（图1-9）。

Ⅰ、宁晋—隆尧高断块带：东、南两侧以隆尧断裂为界，西南侧与太行山隆起相邻，北界伸入到冀中坳陷内部，为北东向展布的东倾单斜断块（图1-6-Ⅰ），面积800平方公

表 1-2 冀南地区构造单元基本要素表

分区	名称	面积 (km²)	走向	最大残留厚度 (m) Q+N	E	Mz	备注
邢衡隆起	新河凸起	1180	北东—北北东	1350	/	/	最大残留厚度用地质部第二普查大队1981年《临清地区石油地质普查初步总结报告》数据
	衡水凸起	1240	北东—北北东	1000	/	/	
	内丘凹陷	320		900	1000	2000	
	任县凸起	1420	北北东	1200	/	1000	
	巨鹿凹陷	340	北北东	1200	1000	150	
	广宗凸起	1030	北北东	1200	/	/	
临清坳陷（河北部分）	南宫凹陷	910	北北东	1540	2500	1800	
	大营镇凹陷	1180	北北东	1410	3500	4000	
	丘县凹陷	2880	北北东	1710	5000	5000	
	邯郸凹陷	1260	北北东	1700	1500	3000	
沧县隆起南端	明化镇凸起	780	北北东	1100	/	1500	
	武城凸起	1290	北北东	1500	/	/	
	馆陶凸起	1090	北北东	1530	/	2000	

表 1-3 冀南地区主要断层要素表

断裂序号	断裂名称	性质	走向	延伸长 (km)	断距 标志层	断距(m)	可靠程度
1	阎町	正断层	北西	>40	奥陶系顶面	1400	落实
2	明化镇		北北东	63		4700	落实
3	武城		北北东	62		5400	落实
4	隆尧		北东→东西	50		3000	落实
5	邢台		北东	17		2500	较落实
6	广宗		北东	48		7000	落实
7	馆陶西		北东	105		900	落实
8	永年		北西	>35		800	落实
9	邯郸		北北东	100		2500	较落实
10	临漳		北北东→北北西	75		>4000	较落实
11	魏县		北西西	52		2200	落实

里❶。可分为南北两块：北部宁晋块体，其范围相当于冀中坳陷宁晋凸起部分；南部为隆尧块体，其隆起程度比宁晋块体大，下古生界已于隆尧西尧山见露头，下古生界顶面最大埋深小于1000米。

❶ 伸入到冀中坳陷的宁晋凸起面积未计入在内。

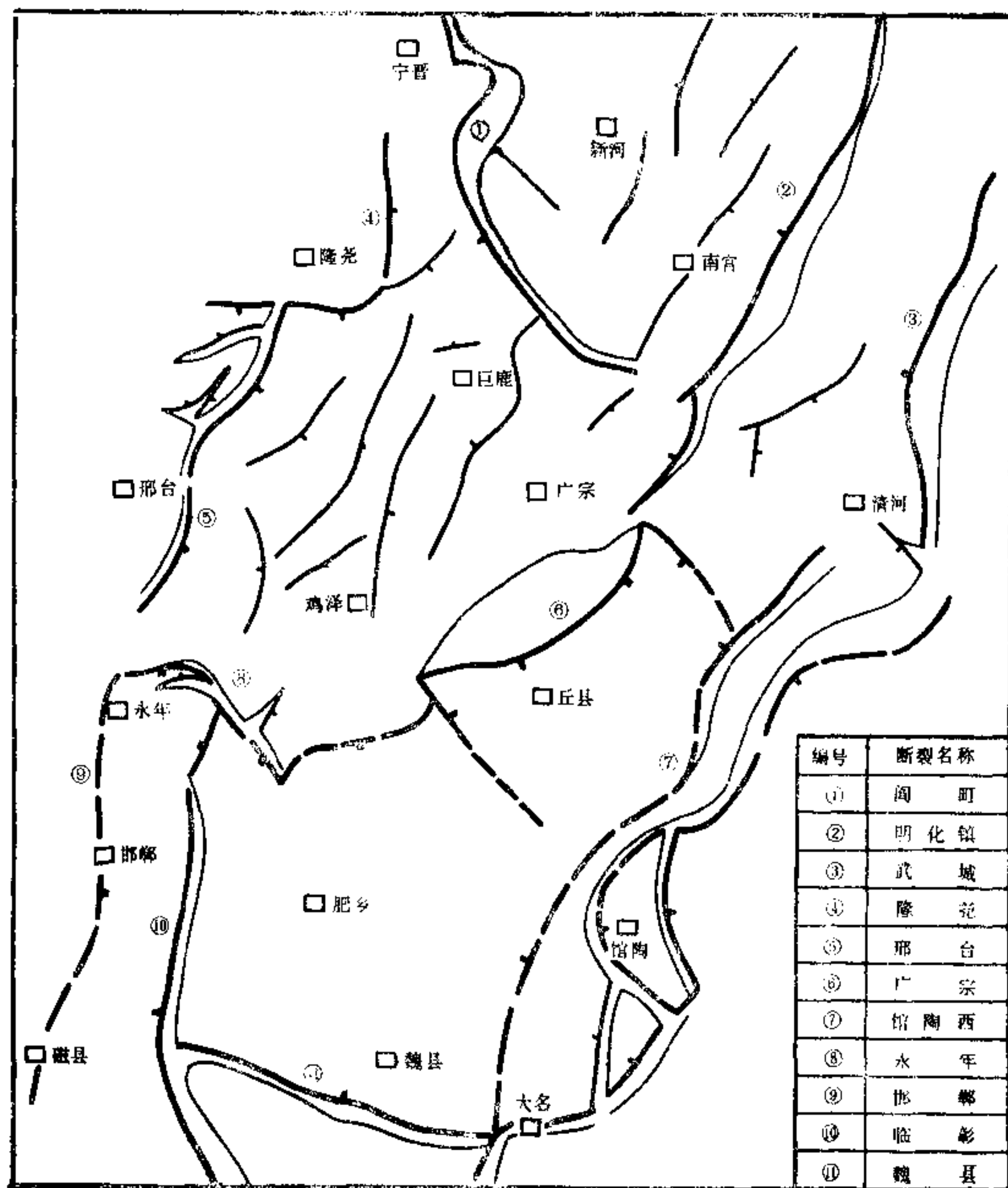


图 1-8　冀南地区主要断层分布图

Ⅱ、新河—鸡泽断褶带：西以新河、隆尧、邢台断裂为界，东以明化镇、广宗断裂为界，南以永年断裂为界，面积6400平方公里，呈北北东向展布，古生界大部保存完整，二叠系上石盒子组顶面埋深一般在2000～4000米。主要特点是褶皱构造发育。以阎町断裂为界分南北两个块体：

Ⅱ₁、新河—南宫块体：为一东倾单斜，前中生界分布自西向东依次为中元古界、下古生界及石炭-二叠系。下古生界顶面埋深由西部的1000米到东部增大为6000米。单斜上发育反向断层，往往形成古生界断块圈闭。西部石炭-二叠系缺失区可形成中元古界—下古生界侵蚀翘断潜山（图1-6-Ⅰ）。

断块带名称	编号	块体名称	面积(km²)
宁晋隆尧高断块带	I		800
新河鸡泽断阶带	II₁	新河—南宫块体	3000
	II₂	任县—鸡泽块体	2500
明化镇肥乡低断块带	III₁	明化镇—大营镇块体	2500
	III₂	丘县块体	1258
	III₃	肥乡块体	2360
邯郸单斜带	IV		1000
馆陶背斜带	V		1700

等深线（m）　断面等深线　地层尖灭线　构造分区界线

注：图中等深线系奥陶系顶面

图 1-9　冀南地区基岩结构及局部构造分布图

Ⅱ$_2$、任县—鸡泽块体：除广宗断层上升盘石炭-二叠系剥蚀外，全区古生界均保存完整。任县以北及隆尧断层下降盘和鸡泽断层下降盘有厚度不大的下第三系分布。下古生界发育一系列背斜和向斜构造（图1-6-Ⅲ、Ⅳ）。自西而东有大宋、邢家湾、鸡泽等三排北东向构造带，包括18个局部圈闭，总圈闭面积156平方公里（表1-4）。

Ⅲ、明化镇—肥乡低断块带：本带内发育巨厚的中新生界。古生界最大埋深北段一般为6000～7000米，南段可达10000米。根据古生界结构特点可划分为北、中、南三个块体：

Ⅲ$_1$、明化镇—大营镇块体：为一高角度东倾单斜（图1-6-Ⅰ）。除西侧断棱古生界剥蚀外，其它地区古生界保存完整，东侧中新生界厚度大，下古生界最大埋深可达7000米。

Ⅲ$_2$、丘县块体：为一西倾单斜（图1-6-Ⅱ）。古生界保存完整，其上中新生界发育，下古生界最大埋深可达8000米。

Ⅲ$_3$、肥乡块体：古生界为一向斜，向斜轴向北东，西翼下第三系较薄，在成安—天白山以西缺失。中生界发育完全，厚度大，三叠—白垩系厚度达7000米（图1-6-Ⅴ）。下古生界埋深8000～9000米，仅永年鼻状构造和楚旺凸起北延的鼻状构造埋深较小，为400～4500米。东翼下第三系发育，下第三系和上白垩统厚度大于3500米（图1-6-Ⅴ）。

Ⅳ、邯郸单斜带：北以永年断层为界，东西分别以临漳断层和邯郸断层为界，南界不清，呈南北向长条状展布。面积1000平方公里。勘探程度低，据现有地震测线及所钻巨4、磁1井分析，为一新生代地堑，古生界为一东倾单斜块体。下第三系最大厚度3500米左右，由红色砂泥岩组成；其下为中生界石炭-二叠系，厚约3500米，下古生界最大埋深为9000米。

Ⅴ、馆陶背斜带：是沧县隆起最南端的一个凸起，东西以断层为界分别与冠县凹陷和丘县凹陷为邻；北以清河断裂与大营镇凹陷和武城凸起相连，面积1700平方公里。上第三系之下为广泛分布的中生界，缺失下第三系，古生界保存完整。东西两翼被断层所切，呈垒状背斜。已发现九个局部圈闭，圈闭面积121平方公里，高点处下古生界埋深1700～3400米（表1-4）。

四、成油条件分析

1.油源条件

区内有下第三系沙四段、下白垩统、石炭-二叠系及下古生界四套可能生油层系。

（1）沙四段：是北部南宫、大营镇凹陷的主要生油岩，尤以南宫凹陷较发育。

暗色泥岩位于沙四段上部，一般厚61.5～317.5米。有机碳含量为0.6～1.15%，沥青“A”为0.2～0.5%，总烃含量一般为600～700ppm。有9口井钻遇本段，其中有6口井见油气显示或少量油流（表1-1）。原油相对密度1.0657，粘度849.85毫帕·秒，胶质和沥青质含量为40.29%。原油物性较差，这可能与生油岩成熟度低有关（埋深仅1500～2556米）。

（2）下白垩统：暗色泥岩集中在上段(K_1^3)和下段(K_1^1)。上段分布局限在丘县地区，暗色泥岩厚200～332米，占该段地层总厚度的53～66%。以冀参5井和临6井为中心，向北、向南迅速减薄。有机碳平均含量为0.55%，沥青“A”为0.07%，总烃值为180ppm。生油母质属腐植型，S_2/S_3值小于1，镜质体反射率R_o为1.03%，热解峰温为429～506℃，说明成熟度较高。但由于有机质丰度低，母质差，总生油潜力$S_1+S_2<1$（平均为0.61公斤烃/吨岩石）。所以达不到工业性生油岩标准（表5-37c，表5-38），钻井中也未见任何

表 1-4 冀南地区局部构造要素表

断块带	断块名称	序号	潜山及构造名称	圈闭类型	盖层/基岩	高点埋深(m)	闭合幅度(m)	闭合面积(km²)	圈闭落实程度	与重、磁、电符合程度
宁晋—隆尧高断块带		1	宁晋潜山带	残丘	$\frac{N}{Pt}$	750～1150	50～100	26	除曹庄外均落实	除曹庄外基本上与重力、电法异常相符
新河鸡泽断裂带	新河—南宫块体	2	新河潜山群	残丘	$\frac{N}{Pz_1—Pt}$	800～1500	50～200	106.1	落实	
		3	徐家庄	半背斜	$\frac{C—P}{O}$	1700	100	26	落实	与重力异常相符
	任县—鸡泽块体	4	张家庄	北 断块	$\frac{C—P}{O}$	2300	150	14	不落实	
				南 断鼻	$\frac{C—P}{O}$	2400	100	12.5	较落实	
		5	大宗	北 断鼻	$\frac{C—P}{O}$	1950	150	11	落实	与重力异常相符
				南 半背斜	$\frac{C—P}{O}$	2250	250	4	落实	
		6	邢家湾	背斜	$\frac{C—P}{O}$	1650	150	16	落实	与电法异常相符
		7	郝桥	断块	$\frac{C—P}{O}$	1700	100	6.5	落实	与重力异常相符
		8	阎里村	断块	$\frac{C—P}{O}$	2400	100	3	较落实	
		9	东三召	半背斜	$\frac{C—P}{O}$	2300	200	4	较落实	与重力异常相符
		10	王虎寨	背斜		2700	＞50	10	较落实	与重力异常相符
		11	重义町	半背斜	$\frac{C—P}{O}$	2350	150	6.5	较落实	
		12	皱庄	半背斜	$\frac{C—P}{O}$	2300	＞50	3.5	较落实	
		13	前史召	断块	$\frac{C—P}{O}$	2000	150	6	落实	与重力异常相符
		14	鸡泽	东 半背斜	$\frac{C—P}{O}$	1850	200	5	落实	
				西 半背斜	$\frac{C—P}{O}$	1800	250	11	落实	与重力异常相符
		15	北正里	背斜	$\frac{C—P}{O}$	2400	＜50	3.5	落实	与重力异常相符
		16	徐家河	半背斜	$\frac{C—P}{O}$	[illegible]	100	4.5	较落实	与重力异常相符
		17	毛尔寨	半背斜	$\frac{C—P}{O}$	2300	200	4	不落实	
		18	张玉町	背斜	$\frac{C—P}{O}$	3500	＞50	1.5	较落实	
		19	张清村	断鼻	$\frac{C—P}{O}$	2050	100	6	较落实	与重力异常相符

续表

断块带	断块名称	序号	潜山及构造名称	圈闭类型	盖层/基岩	高点埋深(m)	闭合幅度(m)	闭合面积(km^2)	圈闭落实程度	与重、磁、电符合程度
新河鸡泽断褶带	任县—鸡泽块体	20	郭桥	东 半背斜	$\frac{C-P}{O}$	1700	200	5.5	不落实	
				西 半背斜	$\frac{C-P}{O}$	1900	200	10	落实	与重力异常相符
		21	大宁村	断块	$\frac{C-P}{O}$	1800	300	8	较落实	
明化镇肥乡低断块带	明化镇—大营镇块体	22	明化镇潜山带	残丘	$\frac{N}{O}$	1000～1100	200～400	103	落实	
		23	北仓潜山带 固献北	半背斜	$\frac{C-P}{O}$	2540	160	12	较落实	
			北仓潜山带 固献南	半背斜	$\frac{C-P}{O}$	2400	300	8	较落实	
	丘县块体		未发现古生界局部圈闭							
	肥乡块体	24	东张固	背斜	$\frac{C-P}{O}$	4200	<50	3.5	不落实	
		25	成安西	背斜	$\frac{C-P}{O}$	4500	100	2.5	较落实	
邯郸单斜断块带		26	小北汪	断鼻	$\frac{C-P}{O}$	3250	200	4.5	较落实	与重力异常相符
馆陶背斜带		27	临西北	背斜	$\frac{C-P}{O}$	2600	300	7	较落实	
		28	临西中	背斜	$\frac{C-P}{O}$	2720	180	9	较落实	
		29	临西南	半背斜	$\frac{C-P}{O}$	3000	100	5.5	较落实	
		30	北馆陶北	背斜	$\frac{C-P}{O}$	3100	300	10	不落实	
		31	北馆陶西	断鼻	$\frac{C-P}{O}$	3460	40	7	不落实	
		32	馆陶西 北	背斜	$\frac{C-P}{O}$	3070	30	2.5	不落实	
			馆陶西 南	背斜	$\frac{C-P}{O}$	2680	320	18	落实	
		33	北馆陶东	半背斜	$\frac{C-P}{O}$	1700	1100	25	落实	
		34	馆陶北	半背斜	$\frac{C-P}{O}$	3100	800	25	较落实	
		35	金滩	背斜	$\frac{C-P}{O}$	2600	400	12	较落实	

注：1. 此表根据1979年地震勘探T_{g_1}(下古生界顶)反射层统计。经钻井证实任县—鸡泽块体为二叠系上石盒子组的反射层。

2. 35个局部构造总计圈闭面积568.6平方公里。

油气显示。

下段：暗色泥岩厚200～300米，占本段厚度的35～43%，据丘县地区丘3井分析，有机碳为0.16%，沥青“A”为0.0182%，烃含量为92ppm。显然有机质丰度比上段还要低，属无效生油岩。据南宫地区岩芯分析，有机碳平均含量为0.71%，沥青“A”为0.158%，烃含量395ppm，有机质丰度比丘县地区高，具有一定生油能力。

（3）石炭-二叠系：石千峰组以下各组均有暗色泥岩和煤层发育，两者累计厚度达350米，占地层厚度的47%。其中煤层又集中在二叠系山西组和石炭系太原组，平均厚度为26.5米，单层最大厚度达13.5米。据巨参1、巨5井分析，镜质体反射率R_o为0.61～0.63%，相当于气、肥煤阶，东部丘县—肥乡一带，煤层埋深在中生代末就达到7000米，古地温达到了190℃，镜质体反射率R_o为2.0%。本区煤层分布面积约12200平方公里，煤层厚按20米，相对密度按1.5计算，煤总储量为3660亿吨，煤气发生率若按平均200米^3/吨计算，则总生气量可达732000亿米^3。

巨参1井在含煤段钻井过程中气测值普遍升高，最高达8%。据气样分析，甲烷34.2～48.5%，乙烷23.2～42%，丙烷21.6～22.2%。重烃含量高，被认为是任县—鸡泽断褶带煤系地层有烃类气生成的反映。新巨5井下煤系地层顶部见3层10米厚的含油泥块，荧光13～14级，这个显示应当认为是石炭-二叠系煤成气（油）的直接证据。

（4）下古生界：奥陶系生油指标高，有机碳含量0.11～0.13%，沥青“A”0.0297%，热解峰温436～440℃，沥青反射率0.5%，生油岩处于成熟阶段。寒武系有机碳含量0.1%，沥青“A”0.0328%，根据表5-51所列标准，也属较好生油岩。热解峰温440～473℃，沥青反射率1.13%，生油岩处于成熟—高成熟阶段。

奥陶系于巨参1、新巨5井钻进中见到不同程度的油气显示（表1-1），尤其在本区东邻区堂邑凸起堂古1井已见可燃气，华4井于大套石膏层之下，两处见气测异常，全烃最高达1%，说明区内碳酸盐岩是有生油气条件的。

另外，中元古界蓟县系雾迷山组—长城系高于庄组的灰、灰褐色藻白云岩，厚0～900米，于晋34井岩样测得有机碳含量为0.07%，因此也为可能的生油层系。

2.储集条件

本区主要储集层有四套：

（1）下第三系及中生界碎屑岩：下第三系在南宫、大营镇地区已见大量油气显示，孔隙度12～30.3%，渗透率3～764×10^{-3}二次方微米，属中、低等渗透层。

（2）二叠系：砂岩、含砾砂岩储集层，集中在上石盒子组下段及下石盒子组中上部和山西组中下部。其中上石盒子组下段物性最好，如巨5井砂砾岩厚80米，占该段总厚的70%，单层最大厚度达24米，颗粒呈半棱角—半圆状，泥质胶结，相当冀中地区苏20井的主要产气层，可能为一区域性储集层。

（3）下古生界碳酸盐岩储集层：奥陶系物性最佳，溶蚀缝洞发育，如华1井于1135～1140米井段在钻井时，泥浆有进无出；宫2井自石炭系底至奥陶系上部于1798～2803米井段共漏失泥浆3420立方米；宫1井于2351～2265米井段放空7次共1.7米，漏失泥浆1328立方米。寒武系上统上部针孔状白云岩，厚100米左右，晋34井放空2次0.45米，漏失泥浆183.3立方米，张夏组鲕状灰岩厚136米，钻井中漏失泥浆91.6立方米。凡此种种，均表明下古生界碳酸盐岩具备较好的储集条件。

（4）中元古界雾迷山组一高于庄组：其中藻白云岩和砂屑白云岩孔隙发育，晋34井于雾迷山组钻进中漏失泥浆246.3立方米。

3.盖层条件

中新生界泥岩盖层十分发育，但对古生界及中元古界来讲，盖层条件的好坏意义重大。从本区古生界及中元古界剖面来看，可以作为区域性盖层的主要有三套：

一是上二叠统石千峰组至上石盒子组上段，以泥岩、砂质泥岩为主夹粉、细砂岩，厚500米左右，是上石盒子组下段砂岩储集层的主要盖层；二是石炭系及下二叠统，以页岩为主，夹煤层石灰岩及砂岩，厚400米左右，是奥陶系的主要盖层；三是中下寒武统馒头、毛庄、徐庄组，以页岩为主夹碳酸盐岩，总厚207米（尧山剖面），其中页岩125米，是中元古界储集层的区域性盖层。

局部性盖层主要发育在下古生界。如奥陶系内部石膏层（图1-4），共有四层，厚7～146.5米；寒武系上统下部为泥灰岩、页岩发育段，厚114米（晋34井），它们皆可成为下伏储集层的局部性盖层。

综上所述，自上而下可归纳为四套生储盖组合：中新生界生储盖组合；石炭-二叠系生储盖组合；石炭-二叠系一下古生界生储盖组合和中下寒武统与中元古界雾迷山组一高于庄组生储盖组合。

这四套生储盖组合中，以第二、第三组合分布范围最广，可达12000平方公里。其中以石炭-二叠系一下古生界生储盖组合比较理想，盖层严密，在有石炭-二叠系分布的地区，奥陶系水矿化度就高，反之则低（表1-5）。说明石炭-二叠系盖层对奥陶系油藏的形成有重要作用。

表 1-5　奥陶系地下水物性与石炭二叠系盖层的关系

井　号	石炭二叠系覆盖情况	氯离子含量(mg/l)	总矿化度(mg/l)	水　型
巨参1	大面积覆盖	21862	36150	$CaCl_2$
宫　2	距剥蚀线7.5公里	5378.3	10073.3	$CaCl_2$
晋　34	剥　蚀	1134	3000.5	$NaHCO_3$

五、含油气评价及勘探方向

1.含油气评价

本区勘探程度低，平均535平方公里仅有一口探井，加之系统的研究工作刚开始，因此对本区的含油气评价只能是很初步的。

从目前资料分析，本区可能的成油组合有古、中、新生界的自生自储和“新（中）生古储”两种组合，而最重要的乃是“古生古储”成油组合，包括石炭-二叠系煤型气藏和下古生界碳酸盐岩原生油气藏。

在具有生油条件的情况下，“古生古储”油气藏形成的主要条件，是可靠的圈闭和良好的保存。按此分析，本区北半部，包括宁晋—隆尧高断块带、新河—南宫块体和明化镇—大营镇块体，由于下古生界均为东倾单斜，上第三系直接覆盖其上，既无圈闭条件，又无保存条件，“古生古储”油气藏是难于形成的。

丘县—肥乡块体：古生界保存完整，但埋深大，下古生界最大埋深8000～10000米，为

过成熟区，可能生成天然气，上古生界石炭-二叠系生成煤型气条件较好。因此，该区是寻找古生界气藏的有利区。

任县—鸡泽块体：平乡断层以西地质条件最好。(1)有三排背斜构造带，共有局部圈闭18个，圈闭面积156平方公里（表1-4），目的层埋深适中，二叠系上石盒子组底部砂岩埋深1700～2000米，奥陶系目的层埋深2100～2400米；(2)保存条件好：一是断层少，二是石炭-二叠系广泛分布，处于地层水封闭区，奥陶系水矿化度达36150毫克/升；(3)下古生界，特别是奥陶系有较好的生油条件。

平乡断层以东广宗凸起（图1-9）含油性差，古生界为一半背斜，顶部石炭-二叠系剥蚀，上第三系直接覆盖在残留的下古生界之上（图1-6-Ⅲ），加之广宗大断层下降盘中新生界缺乏生油岩，因此既缺乏形成“古生古储”成油条件，又缺乏形成“新（中）生古储”成油条件。

邯郸单斜带：据钻井资料分析，古生界保存完整，为一东倾单斜。由于勘探程度低，对其含油气性有待进一步认识。

馆陶背斜带：有石炭-二叠系覆盖，古生界生储盖组合完整。在奥陶系内部，石膏层呈透镜状分布，还有可能构成局部盖层。再则是本带局部圈闭较多，而且圈闭幅度大，目的层埋深适中。奥陶系顶部埋深一般2600～3460米（表1-4）。在邻区堂邑凸起的堂古1井、康古1井已见油气显示，这也是本背斜带形成古生界原生油气藏的一个证明。不利因素一是构造形成较晚（早白垩纪末期）；二是生油岩大部已进入成气阶段；三是断层发育，特别是东西两侧断层规模大，对油气保存可能有影响。

2.油气勘探方向

对冀南地区的油气勘探，首先要选准方向，因此，就要尽早补充完善全区重力、磁力和电法测量，对重点地区进行地震连片详查，进一步落实地质结构及各类圈闭，然后方可择优钻探。在当前应重点侦察钻探任县—鸡泽地区和馆陶背斜带，寻找“古生古储”油气藏；与此同时要尽快对各层系的生油条件进行系统分析，尽早了解其生油潜力。

第二章　沁水盆地

沁水盆地位于山西省中南部，在地形上是一个四周环山的盆地。北界五台山，南接中条山，东起太行山、西至吕梁山，南北长350公里，东西宽150公里，面积达49540平方公里。

一、勘探历程及主要成果

沁水盆地的石油地质勘探自1957年开始到1984年底已断续进行了28年，其勘探历程基本上可分为三个阶段：

1.区域调查阶段（1957～1962年）

石油工业部及地质部有关单位在区内陆续展开了地面石油普查和构造细测，以及局部地区的重力、磁力和电法测量工作，完成了全区1:100万航空磁测、完钻预探井两口。对盆地基底结构、构造轮廓、地层层序、分布以及石炭-二叠系的含油气性有初步了解。认为沁水坳陷中部为较大远景区，东西两侧为有远景区。

2.普查工作阶段（1963～1976年）

本阶段前期（1963～1969年），地质部第三普查大队在本区西南部运城凹陷进行了1：50万电测深、1：10万重力测量，完钻探井两口（运1、2井）。

本阶段后期（1970～1976年），在综合分析已有资料的基础上，提出上古生界石炭系是可能的生油气层系，并以它为目的层再次进行了工作。燃料化学工业部641厂、地质总局904队等单位先后完成了1：20万航空磁测、1：20万重力普查及地震路线概查，检查落实了17个构造，对其中6个构造作了详查，完钻探井5口(连1、沁1、沁2、胡1、丰1井)，分别编写了奥陶系和石炭-二叠系石油地质调查报告，以及普查阶段综合评价报告。这些报告指出奥陶系中统较厚的暗色石灰岩是可能的生油岩，而且裂缝发育，有储集条件，泥灰岩及所夹石膏层又可作为盖层，奥陶系本身就可形成一个生储盖组合；分析石炭-二叠系生油气条件向盆地中心可能变好。

3.勘探新生代断陷阶段（1977～1984年）

本阶段重点对新生代断陷进行了勘探。太原断陷完成了1：20万重、磁力和电法测量，完成地震测线1047.85公里（表2-1），完钻探井19口。并于1979年提交了太原断陷石油普查评价报告，认为太原断陷是隆起背景上的新生代断陷，新生界厚3800米，缺失下第三系。上第三系有机质丰度低，成熟度不够，成油条件不理想，另外本阶段在沁水坳陷还完钻了探井两口（沁3、4井）。近年来随着国内外煤型气藏的不断发现，人们对沁水盆地又开始重视起来，认为它是一个勘探煤型气的有远景地区。

二、构造特征

1.构造发展简史

沁水盆地是山西台隆的一个负向构造单元，其发育历史与中朝准地台其它构造单元一样，基底为太古界及下元古界，其上沉积有中上元古界、下古生界碎屑岩和碳酸盐岩。厚900～1200米，西薄东厚，埋深一般为500～1000米，在西北部交城、文水断裂东侧，最深达3000米。和华北其他地区一样，加里东运动使本区隆起，缺失上奥陶统至下石炭统。中

石炭统至下二叠统山西组为海陆交互相含煤建造，平行不整合覆盖于中奥陶统之上。山西组末期进入陆相沉积，二叠系石盒子组、石千峰组厚500～1500米，为煤系地层的主要盖层。三叠系下统刘家沟组厚0～489米，也为一套陆相碎屑岩。三叠纪末期的印支运动使本区又整体抬升，侏罗系、白垩系不发育。侏罗系为沼泽相沉积，分布局限，厚度200余米。喜山运动使盆地中西部发生强烈块断运动，沉积了较厚的第四系及上第三系。

2.构造单元划分

沁水盆地可分为沁水坳陷、汾河坳陷；汾西坳陷三个负向构造单元和霍山背斜一个正向构造单元（图2-1、表2-1）。

盆地内构造由于受周边隆起区影响，其主要构造线方向，特别是断层走向皆为北北东向，且主要为高角度正断层。盆地东部沁水坳陷和西部汾西坳陷为复式向斜，主要由上古生界和三叠系组成，中部汾河坳陷为新生界断陷，而霍山背斜则是一个长期隆起单元，轴部出露中上元古界。

表 2-1 沁水盆地主要构造单元勘探概况表

序号	名称		面积 (km²)	地震剖面 (km)	完钻探井数 (口)	探井井尺 (10^4m)
1	汾河坳陷	太原断陷	4190	1047.85	19	2.39
2		临汾断陷	1400		20 (煤田水文井)	
3		灵石凸起	420			
4		曲沃凹陷	6520		13 (煤田水文井)	
5		运城凹陷	3500	301.18	2	0.25
		小计	16030			
6	汾西坳陷	西山凹陷	2360			
7		霍西凹陷	3420			
		小计	5780			
8	沁水坳陷		26510	39.46	8	0.19
9	霍山背斜		1320			
	合计		49640	1388.49	29	2.83

（1）沁水坳陷：北以五台山隆起为界，东、南与太行山隆起相邻，西与汾河坳陷相接，面积26510平方公里，为一巨型复式向斜（图2-1），向斜轴走向北北东，两翼出露奥陶系，轴部分布三叠系。

全坳陷仅在安泽、武乡、襄垣一带进行过1：10万的地质详查，发现了二十三个局部构造，根据构造的形态和平面展布情况，可分为三个构造带（表2-2）。坳陷内广大地区的构造情况，尚待进一步工作。

（2）汾河坳陷：本坳陷由太原、临汾凹陷、灵石凸起及运城、曲沃凹陷五个构造单元组成，面积16030平方公里，主要形成于晚第三纪。

表 2-2 沁水坳陷背斜构造要素表

构造带	构造		地理位置	轴向	轴长 长轴(km)	轴长 短轴(km)	闭合面积(km²)	闭合幅度(m)	出露地层 西翼	出露地层 轴部	出露地层 东翼	目的层埋藏深度(m) 奥陶系顶	目的层埋藏深度(m) 石炭系顶	翼部倾角 东	翼部倾角 西	翼部倾角 南	翼部倾角 北	勘探程度
东部构造带	湾里背斜带	湾里背斜	襄垣县史北公社湾里村	北东东	7	2	10	200	刘家沟组	石千峰组	刘家沟组			15～26	19～25	11	12°	1:2.5万构造细测，湾1井完钻井深922.2米
		西庄背斜	襄垣县虎亭东北六公里西庄	北北东	2	1.6	3	95	刘家沟组	石千峰组	刘家沟组	938	808	10	30～40	8°	7.5°	
		磨盘瑙背斜	襄垣县虎亭南九公里磨盘瑙村	北北东	14	1.3～2.9	30	327	石千峰组 刘家沟组	石盒子组	石千峰组 刘家沟组	748	618	15～25°	15～23°	8°	5°	1:2.5万构造细测
	丰宜背斜		屯留县西南22公里	北北东	6.5	2.2	14	50	刘家沟组	刘家沟组	刘家沟组	1348	1208	12～27°	5～18°			
	红崖头背斜		榆社县东北14公里红崖头村	北东	19.2	2.9	44	242	和尚沟组 二马营组	刘家沟组	和尚沟组 二马营组	1387	1237	10°	15～20	11°	12°	
	洪水背斜		武乡县洪水镇	北北东		3			石千峰组 刘家沟组	石盒子组	石千峰组 刘家沟组	768	648					

续表

构造带	构造	地理位置	轴向	轴长 长轴(km)	轴长 短轴(km)	闭合面积(km²)	闭合幅度(m)	出露地层 西翼	出露地层 轴部	出露地层 东翼	目的层埋藏深度(m) 奥陶系顶	目的层埋藏深度(m) 石炭系顶	翼部倾角 东	翼部倾角 西	翼部倾角 南	翼部倾角 北	勘探程度
中部构造带	漳源背斜	沁县西北15公里漳源镇	北东	10.5	2	12	80～100	延长组	二马营组	延长组	2140	1985	13°	11°			
	仁里村背斜	沁县西南17公里	北北东	15	2	20	63	二马营组	和尚沟组	二马营组	1640	1485	10～20°	10～25°			
	白斗沟背斜带 白斗沟背斜	沁源法中公社白斗沟村	北东	8.5	3.9	30	250	二马营组	和尚沟组	二马营组	1441	1296	5～15°	10～20°			1:2.5万构造细测
	白斗沟背斜带 柳湾背斜	沁源法中公社柳湾村	北20°西至北8°东	4	2.4	9.6	200	二马营组	和尚沟组 刘家沟组	二马营组	2120	1975	10～15°	8～15°			1:2.5万构造细测
	白斗沟背斜带 连家沟背斜	沁县南仁公社连家沟村	北东	15	5	75	275～300	和尚沟组	刘家沟组	和尚沟组	1185	1030	10～18°	10～20°			仅南部进行过1:2.5万构造细测
	白斗沟背斜带 左家沟背斜	安泽县孔王村东7公里	北北东	6	11	6.1	25～50	和尚沟组	和尚沟组	二马营组	1630	1485					
	月岭山背斜	沁县南池公社月岭山村	北北东	4.5	1.5			二马营组	二马营组	二马营组	2120	1975	5°	6°	3°	2°	
	榆社背斜带 榆社背斜	榆社县城北2公里	南北	1.5	1.5	1.25	50	二马营组	和尚沟组	和尚沟组	1625	1465	3°	12°	7°	6°	
	榆社背斜带 南马会背斜	榆社县西南10公里南马会村	北北东					二马营组	和尚沟组	和尚沟组	1625	1475	8°	7～10°	3°		
	冀氏背斜	安泽县南10公里	南北至北35°至东	15.8	5	53	250	石千峰组 刘家沟组	石千峰组	石千峰组 刘家沟组	610	510	3～15°	8～23°			

西部构造带		梁圪家背斜	沁源王陶镇东5公里	北北东	6	1	5	54	石盒子组	石盒子组	石盒子组	670	570	15～20°	10～15°		
	赤石桥背斜带	赤石桥背斜	沁源绵上镇东北6公里	北东	8	1.5	10	100～156	石千峰组	石盒子组	石千峰组 刘家沟组	690	570	15～20°	10°	12°	12°
		老君头背斜	沁源绵上镇东南2公里老君头村	南北	3.5	1	3	100	石千峰组 刘家沟组	石盒子组	石千峰组 刘家沟组	690	570	15°	7～9°	7°	6°
	胡家沟背斜带	胡家沟背斜	沁源王陶镇东17公里胡家沟村	南北	11.5	2.4	18	256	刘家沟组	石千峰组	刘家沟组 和尚沟组	860	740	10～20°	9～13°	7°	3～5°
		张家沟背斜	沁源绵上镇东北9公里张家沟村	南北	5.5	1.5	5.6	150	刘家沟组	石千峰组	刘家沟组	860	740	15～25°	10～21°	3°	
		闫家沟背斜	沁源郭道镇东1公里闫家沟村	南北	9.8	1.4	8	150	石千峰组 刘家沟组	石盒子组 石千峰组	石千峰组 刘家沟组	860	740	12～20°	9～10°	11°	12°
		沁源背斜	沁源县城西侧	北北东	11	2.5	27	8～100	和尚沟组	刘家沟组	和尚沟组	1395	1250				

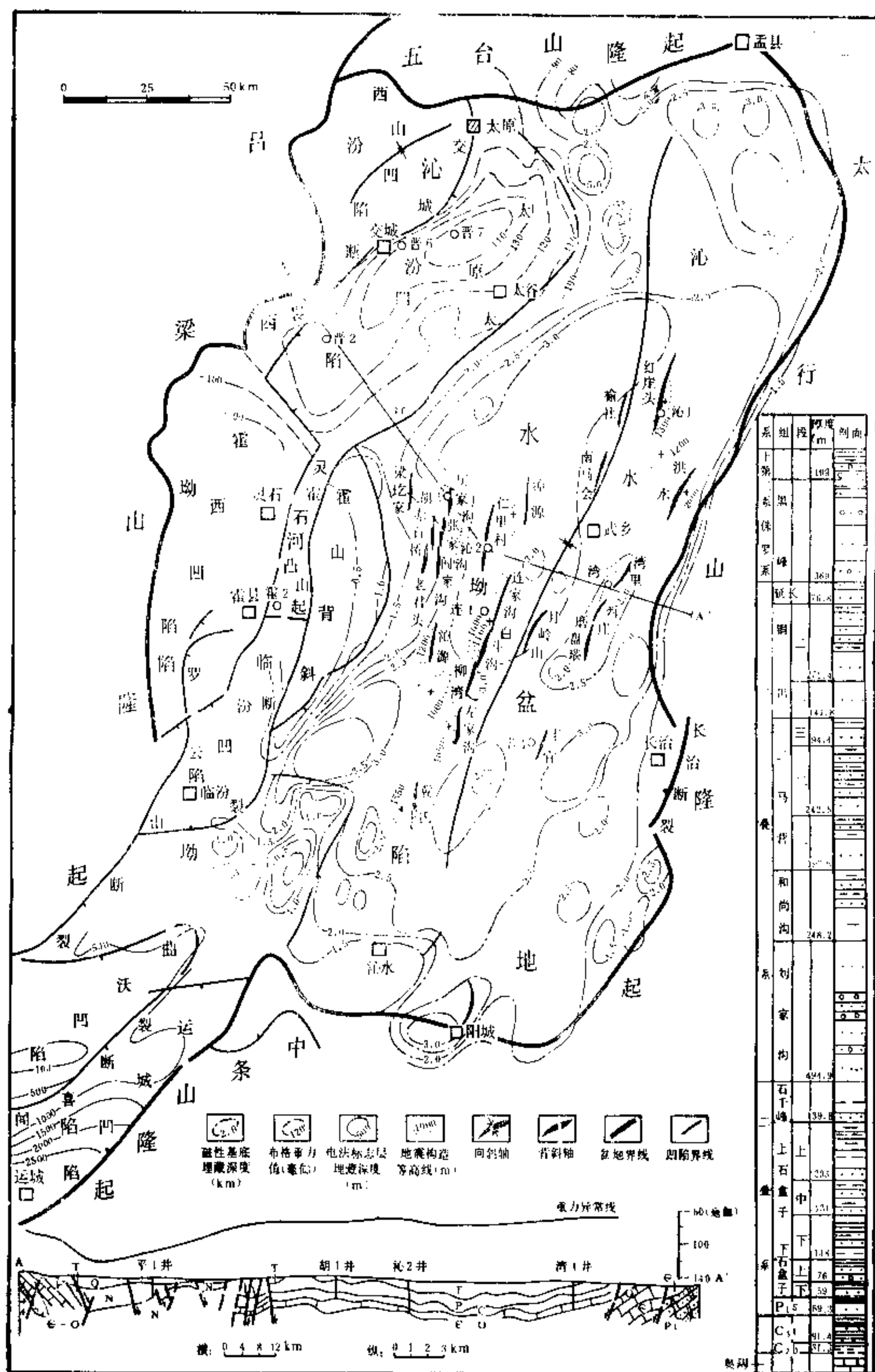


图 2-1　沁水盆地综合成果图

太原凹陷呈长条状，面积4190平方公里，据航磁资料，认为上第三系不整合于石炭-二叠系之上，最大厚度达3800米。凹陷内部构造复杂，断裂纵横交错，发育有一系列重力高，如文水、香乐、祁县、黄陵等。

临汾凹陷面积为1400平方公里，勘探程度很低，目前还无探井钻穿新生界，推测凹陷内新生界厚度在1000米左右。

灵石凸起面积为420平方公里，为太原、临汾凹陷间的一个相对高部位，新生界薄,厚度仅300米左右。

运城、曲沃凹陷面积分别为3500和6520平方公里。据电法资料，新生界厚度分别为6000米和1500米。运城凹陷运1、2井证明凹陷内1200米以上为一套含石膏的黄色砂泥岩。

（3）汾西坳陷：西为吕梁山隆起，北为五台山隆起，东、南与汾河坳陷接壤，呈北东向长条形展布，面积5780平方公里，由西山、霍西两凹陷组成。

西山凹陷面积2360平方公里，东、西、北三侧地层向中心倾斜，为一向南开口的勺状向斜。凹陷内部发育有北北东、北东东及北东向三组断层，皆为高角度正断层。凹陷内还发育有众多开阔平缓的背斜、向斜。

霍西凹陷面积3420平方公里，区内发育有一系列背斜和向斜构造，以及北东东和北北东向两组断层。

（4）霍山背斜：西以霍山断裂为界，东、南与沁水坳陷接壤，南北长80公里，东西宽10～25公里，面积1320平方公里，平面形态呈纺锤状。轴向北北东，轴部出露中上元古界。

三、成油条件分析

1.油源条件

由于勘探程度低，对本区的生油潜力很难作出确切评价，根据现有资料分析，可能发育有上第三系、石炭-二叠系和奥陶系三套生油气岩系,其中石炭-二叠系生油气条件较好。

上第三系在几个新生代凹陷中较为发育，可能有一定的生油条件。如太原凹陷新生界，最大厚度3800米，暗色泥岩厚度900米；临汾凹陷新生界厚1800米，暗色泥岩厚100米；运城凹陷新生界厚6000米，暗色泥岩厚300米；曲沃凹陷新生界厚1500米，暗色泥岩厚100米。太原凹陷上第三系有机碳含量为0.27～0.4%,个别井中达0.83%，氯仿沥青“A”为0.005～0.02%，OEP值均大于1.5，一半以上大于2。从这些参数来看，有机质丰度和转化条件都不够生油标准。推测在凹陷深处，生油条件可能变好。

石炭-二叠系是可能的重要生油气岩系。其中有两种油气源岩。一是煤层，据18个煤矿统计，太原组煤层平均厚度7.36米，山西组煤层平均厚度5.04米，两组煤层总厚12.40米。成为重要的气源岩。在盆地内多处见气苗，甲烷含量高达97%，阳泉煤矿年抽瓦斯达1.8亿$米^3$。阳泉阳1井日产气约2万$米^3$。二是暗色泥岩，其有机质丰度指标见表2-3。从有机质丰度来看，除石盒子组外，均达到了好生油气岩指标。

奥陶系中统暗色石灰岩发育，厚319～535米,露头采样分析有机碳含量最大为0.11%，只有中等有机质丰度。由于勘探及研究程度低，需进一步工作。

2.储集条件

本区主要发育有砂岩和碳酸盐岩两种储集层。据运城凹陷运1井上第三系上新统张家坡组砂岩分析，孔隙度为10.2～17.0%，渗透率为1×10^{-3}二次方微米。石炭-二叠系太原、山西组夹灰白色中粗粒砂岩10余层，平均厚39.4米，占地层总厚度的23.8%。多呈透

表 2-3 石炭-二叠系暗色有机质丰度数据表

生油层 \ 地球化学指标	暗色泥岩总厚 (m)	有机碳含量 (%)	氯仿沥青"A"含量 (%)
上石盒子组	极小	<0.4	
下石盒子组	24.9	0.12～0.41	0.015～0.04
山西组	16.0	1.40～2.82	0.03～0.06
太原组	33.7	1.28～1.61	0.03～0.06
本溪组	6.2	0.94	0.015～0.313

镜体状展布。太原组砂岩孔隙度一般为15%，最大达24%，渗透率一般小于5 $\times 10^{-3}$二次方微米，最大达263 $\times 10^{-3}$二次方微米；山西组砂岩孔隙度为7～10%，渗透率为10 $\times 10^{-3}$二次方微米；下石盒子组砂岩孔隙度为8%，渗透率为4 $\times 10^{-3}$二次方微米。

碳酸盐岩储集层有两套：一是煤系地层中的石灰岩储集层，如太原组夹有3～9层石灰岩，平均厚度为15米，有较好储集性能。在阳泉一矿三下山巷道钻孔，日产气量达8.55万米^3，持续数年。二是奥陶系中的白云岩及灰质白云岩储集层，镜下观察90%岩样具有较多的裂缝和孔洞。

3.盖层条件

第三系及石炭-二叠系，泥岩层发育，盖层条件广泛存在。但对下古生界碳酸盐岩来讲，盖层条件是油气藏形成的一个重要条件。如沁水坳陷奥陶系所夹石膏层就有重要意义，推测石膏层厚度可达10～50米，这就成为油气藏形成的一个有利条件。

4.圈闭条件

从现有资料来看，区内圈闭条件较好。大体上分为两类，一是沁水坳陷（表2-2)和汾西坳陷的背斜构造；二是汾河坳陷的潜山及与断层有关的圈闭。

总之，区内有上第三系、上古生界及奥陶系三套生储盖组合，具有一定的勘探远景。但由于资料太少，上述分析是十分粗略的。

四、勘探方向

1.勘探石炭-二叠系煤型气

阳泉煤矿在井深600米的太原组石灰岩中获得日产天然气8.55万立方米。预测在气源层埋深更大的地区，如沁水坳陷中部，将更为有利。另外，推测在太原、临汾凹陷的石炭-二叠系埋深大于3000米的地区，还可能二次生气，并有更好的保存条件。

2.侦察上第三系

在新生代凹陷区要以上第三系为目的层进行侦察勘探。凹陷中心生油条件可能变好。运城凹陷还有下第三系，暗色泥岩已知厚度大于300米，可能有上、下第三系两套生油层。因此，在勘探中应在综合分析地面地质及已有钻井地质资料的基础上择优钻探，争取尽早突破。

3.寻找奥陶系原生油藏以及"新生古储"潜山油藏

本区奥陶系发育有一系列背斜，且有较厚的石膏层可作为较好的盖层，有可能形成原生油藏；在新生代凹陷中，要特别注意选择重力、电法高，侦察钻探潜山油气藏。

第三篇　二 连 盆 地

第一章　自然地理及勘探概况

二连盆地是我国陆上大型沉积盆地之一，位于内蒙古自治区。东抵大兴安岭，西至乌拉特中后旗，北接中蒙边界，南达阴山山脉。东西长1000公里，南北宽20～200公里，面积10万平方公里。行政区划上包括锡林郭勒、乌兰察布及巴彦淖尔三个盟的大部或部分地区。

一、自然地理

二连盆地地处内蒙古北部，包括东部锡林郭勒高原、中部乌兰察布高原和西部巴彦淖尔高原。地表波状起伏，海拔1000～1500米。高原上草原辽阔丰美，是我国优良的天然牧场之一，仅在其南部分布有沙漠，北部与蒙古人民共和国接壤处有一片砾石戈壁。

本区河流较少，大多属内陆时令河，如艾不盖、锡林木伦、冒都音郭勒、锡林郭勒等河流。这些河流在低洼地区潴水，形成许多大小不一的湖泊，较大的湖泊有查干诺尔、达布苏湖等。

本区冬季严寒，多暴风雪，为西伯利亚寒潮南下首当其冲的地区；夏季温暖，降水集中。年平均气温在零度左右，最冷月（一月）平均气温为－20～－25℃，在阿巴哈纳尔旗出现过零下42.2℃的严寒天气；最热月（七月）平均气温为20℃左右。

本区居民以蒙古族为主，人口稀少，主要从事畜牧业。境内锡林郭勒盟和乌兰察布盟是畜牧业最发达的地区，草原面积占全自治区草原面积的80%以上。牲畜以绵羊、山羊最多，大牲畜以牛、马为主，其中乌珠穆沁马和乌珠穆沁牛以品种优良著名。不少牧民现在仍然逐水草而居，过着游牧生活，吃粮主要靠国家供应。

随着牧业经济的蓬勃发展，本区的交通运输业也得到了发展，一个以铁路、公路、民用航空为主的交通运输网已初步形成。集（宁）二（连）铁路横贯本区。公路是牧区重要的联络线，旗（县）、乡互通汽车。此外在沙漠地区，由成千上万峰骆驼组成的运输队也是一支很重要的运输力量。自治区首府呼和浩特还有航空线直通本区二连浩特市及锡林浩特市。交通运输业的发展成为开发和利用祖国北部边疆宝贵资源的便利条件。

二、勘探概况及成果

本区的石油地质调查工作可以追溯到1955年，首先是燃料工业部西安石油地质调查处内蒙二连路线踏勘队，于1955年在二连盆地中部地区进行了石油地质调查，著有《内蒙二连地质概况》。1956年，地质部华北地质局二连石油普查大队204队，对二连—哲斯一带进行了以找油为主的地质调查，写有《内蒙二连—哲斯一带石油概查报告》。此外，还有内蒙古地质局鄂尔多斯石油普查大队(1958年)、地质部海拉尔石油普查大队第四分队（1960年）、内蒙古地质局石油普查大队(1962年)等单位在区内不同地区进行了程度不等的石油地质调查，并写有相应的专门调查报告。

内蒙古煤田地质勘探公司151队，1973～1975年于胜25孔、胜30孔中见到了沥青显示；中国人民解放军建字00911部队，1977年9月在乌拉尔进行水文地质普查时，在巴音都兰凹陷Z_{K5}孔发现了73.94米的厚层油砂岩，证明本区有油气生成。

区内地球物理勘探工作开始于1977年6月，由石油工业部地球物理勘探局先后组织了五个电法队、两个重力队、六个地震队，对盆地进行了全面的地球物理勘探，写有《二连盆地综合地球物理勘探成果报告》,对盆地的边界及构造单元划分提出了初步意见。

1978年9月30日地质部第四普查大队于二连盆地开钻了第一口石油探井——锡参1井，相继钻探了锡参2、3、锡1、2、3及额1井等七口探井，并于锡1、3井见到油气显示。

1979年石油部集中了大庆、辽河、吉林及华北油田和地球物理勘探局等单位的部分勘探队伍，对二连盆地进行综合勘探。动用二十五个地震队、四个电法队、两个重力队、两个钻井队和一个综合地质研究队，成立了“内蒙二连盆地石油勘探会战指挥部”，组织石油勘探会战。同年7月16日于二连盆地开钻了第一口参数井——连参1井。

1981年3月，二连盆地石油勘探工作移交华北油田和地球物理勘探局承担。

1981年9月阿2井于下白垩统首次获得日产27.1吨的工业油流，从而揭开了二连盆地的找油序幕。

1982年，哈南潜山哈1井在凝灰岩中喜获高产油流，5毫米油嘴日产油61.3吨，开拓了潜山找油领域。

1983年在盆地西北部的额仁淖尔凹陷发现了工业油流，盆地含油范围进一步扩大。

截至1984年底，本区内共完成重力测线50450公里，电法测线21629公里，全盆地基本完成了1:20万重力、电法普查；共作地震测线44980公里；完钻探井76口，正钻井1口，钻井总进尺13.6万米，钻井取芯进尺3711.7米，岩芯长3279.7米，岩芯收获率为88.4%；见油迹以上显示的井有50口，下套管井46口，待试井7口，试油井39口，其中获工业油流井20口，低产油流井9口，单井最高日产油量为105.6立方米。探井成功率29.8%(表1-1)。共钻探了41个局部构造，其中12个局部构造获工业油流，3个见低产油流，8个见到油气显示，还有2个构造尚未试油，构造钻探成功率为30.8%。

通过上述工作，取得了如下成果：

1.二连盆地主体部分由苏尼特隆起及马尼特、乌兰察布、川井、乌尼特、腾格尔等5个坳陷组成。共有42个凹陷，凹陷走向大都为北东或北北东向，总面积为65568平方公里，最大凹陷面积为4200平方公里，最小凹陷面积仅150平方公里，一般面积在1000平方公里以上，其中面积大于2000平方公里者有11个。

2.在11个凹陷内发现了14个构造带；285个局部圈闭，面积4363平方公里；圈闭类型多，除发育一般断陷盆地所常有的如背斜、半背斜、断鼻、断块、潜山、地层、岩性等圈闭外，本区还发育有火山岩体圈闭。以背斜圈闭最为发育，其次是潜山。局部圈闭面积一般10平方公里左右，最大可达90平方公里。

3.证实8个凹陷具有生油层。本区目前发现主要生油层是下白垩统巴中组，在已钻探的15个凹陷中，在8个凹陷(阿南、阿北、巴音都兰、额仁淖尔、脑木更、赛汉塔拉、赛汉乌力吉和吉尔嘎朗图)具有生油层。生油层分布范围从西部脑木更凹陷的木参1井到东部巴音都兰凹陷的巴1井，长达600公里。

4.发现了五套含油层系。这五套含油层系是下白垩统巴彦花群中组上段、中组中段、中组下段、下组上段及潜山油层。储集岩类有砂岩、砾岩、玄武岩、凝灰岩和变质岩等。

5.找到了一个含油地区——阿尔善。在该区已控制了一定数量的含油面积和地质储量。另外在巴东、额仁淖尔及赛汉塔拉等三个凹陷中发现了9个含油构造或断块。

表 1-1 二连盆地历年勘探工作量统计表

年度	物探			钻探						试油							备注
	重力 (km)	电法 (km)	地震 (km)	钻机数	完钻井数	总进尺 (m)	取芯 进尺 (m)	芯长 (m)	收获率 (%)	井数	工业油井 井号	井数	低产油流井 井号	井数	出水井 井号	井数	
1978～1979	2148	671	160.48		7	8181.22											地质部各有关单位完成工作量
1977～1979	10588	5124	3800.65	2		5778.17	201.17	155.45	77.3								
1980	8775	3805	1498	2	8	6571.84	130.35	109.65	84.12								
1981	26000	3654	1944.2	3	7	8915.56	156.94	138.24	88.9	3	赛1,阿2	2	阿1	1			
1982	5087	4571	9535.1	6	18	27096.79	1088.33	987.65	90.7	8	赛4,阿3、6,哈1	4	赛2、5	2	哈2、莎2	2	
1983	/	4474.5	14624.9	7	25	43786	1075.12	925.61	86.1	13	阿7、10、12,赛8,巴1,哈3	6	赛7、13,哈4	3	哈6,莎1,赛9、10	4	
1984			13577.27	9	23	44459	1059.83	963.12	90.2	15	巴2,阿13、16、11,哈8	8	淖5,胜106	3	阿14,淖参1,淖参2	4	
											淖3,6,9		淖4		阿9		
合计	50450	21628.5	44980.12		76①	136607.36	3711.74	3279.72	88.4	39		20		9		10	

①地质矿产部系统完钻井数未包括。

第二章　下白垩统巴彦花群的划分与对比

二连盆地是在海西期褶皱基底上发育起来的中生代盆地。其下部缺失三叠系，主要发育侏罗、白垩系，其上覆盖有很不发育的新生界。

侏罗系主要为一套玻屑、晶屑凝灰岩和火成岩，厚度较大，但分布局限，岩性特殊，与白垩系很容易区分(图2-1)。

下白垩统巴彦花群为一套以湖相、河流相为主的碎屑岩沉积，广布全区，是当前找油的重点层系。

第三系分布在盆地的西部和南部，最厚可达500米，在东部大部分地区缺失，主要为一套棕红色泥岩与灰白色、杂色砂砾岩互层。巴1井有两块样品在孢粉化石中发现被子类高达77.4%，在木参1井80～150米井段也见到了丰富的第三纪化石。

第四系厚0～75米，为灰黄色细粉砂及粘土，普遍含玄武岩砾和石英砾。

下面重点叙述巴彦花群的划分和对比。

在现有钻井、化验分析资料及野外实测露头剖面的基础上，根据古生物化石定时代、沉积旋回对比、标准层进行控制和地震反射界面确定大界线的方法，把下白垩统巴彦花群划分为上、中、下三个组，其中，中、下组又各细分为上、中、下三个段，上组因为考虑到区域对比情况，暂未分段。

巴彦花群与上覆第三系、第四系和下伏侏罗系或古生界均为不整合接触，而巴彦花群下组与中组、中组与上组之间也为不整合接触。

一、巴彦花群剖面特征

巴彦花群在剖面上有两个介形类、两个孢粉化石组合，三套岩性、三个沉积旋回、三种类型沉积相和八个局部或区域对比标志层，从而构成地层划分对比的基础。兹分述于下。

1.两个介形虫组合

第一组合主要为马斯甲女星介(巴达拉胡女星介)、柯氏兽花介、窄达尔文介，其次有偏斜兽花介、牢固女星介、多形季米里亚介、亲切女星介、磨光女星介、原始女星介、粗笨准噶尔介、哈达图湖女星介、粗糙湖女星介等。这些化石主要发育在中组的中下部。

第二组合为栅状土星介、格拉姆湖女星介、联合女星介，其次有隐蔽湖女星介、近光滑湖女星介、适当女星介、肋骨状枣星介、多刺刺星介、智慧刺星介比较种及单肋女星介，主要发育在中组上部。

2.两个孢粉组合

第一组合为裸子类大于蕨类，单沟粉、原始松柏粉高含量组合。裸子类含量在80%以上。其中单沟粉含量大于20%，最高达38.8%；原始松柏粉达10%以上，最高为33%，其次云杉粉，单双束松粉等含量也较高，可达10%左右。这个组合特征，在巴彦花群中组最为明显。

第二组合为蕨类含量大于裸子类，无突肋纹孢高含量组合。蕨类含量一般大于70%以

上，无突肋纹孢大都超过20%，最高达40%。其次凹边瘤面孢、拟层环孢、水龙骨单缝孢、光面三缝孢含量都大于10%。裸子类的单沟粉较低，大都小于10%，原始松柏粉很少或不见。上述孢粉组合特征在巴彦花群上组明显。

3.三套岩性和三个沉积旋回

按组成巴彦花群的岩石碎屑颗粒大小，从下而上可分成下粗、中细、上粗三套岩性。这三套岩性，在盆地内分布稳定，成为地层划分对比直观而明显的依据。

巴下组为一套灰绿色、棕红色砾岩夹灰绿色、灰色泥岩及碳酸盐岩和火成岩，厚0～1252米。自然电位曲线形态平直偶夹孤立的负异常，电阻率曲线形态呈掌状大高阻。该组在阿尔善构造带最为发育，赛汉塔拉凹陷发育尚完整，其它地区较薄或缺失。与下伏地层呈角度不整合接触，相当于地震T_{11}反射层。

巴中组为一套灰、深灰色泥岩夹砂岩。下部碳酸盐岩较为发育，底部为粉细砂岩。顶部泥岩呈灰绿色并夹炭质泥岩，厚175～1538米，在赛1井区上部变粗，自然电位曲线呈明显负异常。其它地区电阻率曲线和自然电位曲线均较平直。与下伏地层呈超覆不整合接触，相当于地震T_7反射层。

巴上组为一套灰绿色、灰色泥岩与同色砂砾岩互层，常夹煤层。砂砾岩疏松，泥岩造浆为其重要特征。在赛汉塔拉地区南部较为发育，一般厚300～400米，最厚达800米。自然电位曲线呈明显负异常，电阻率曲线呈刺刀状。与下伏地层呈角度不整合接触，相当地震T_3反射层。

三套岩性由三个次一级旋回组成。

巴彦花群总的面貌是粗—细—粗三段组成的一个完整正旋回，但每一个段又是由一个次一级旋回组成。如巴下组，在"粗"的背景上，仍可又分出粗—细—粗这样一个次一级正旋回。

巴中组，为"细"段，但在底部常有粉细砂岩，顶部常夹薄层砂岩及碳质泥岩，仍然反映为一沉积旋回，由于顶部遭受剥蚀，这个旋回仅在阿3井保留完整。

巴上组这个"粗"段，是由下粗上细的两个沉积正旋回组成，如赛1井(图2-2)。

4.三种类型沉积相

从已观察的40口井1833米岩芯和对各单井取芯段进行的相分析以及平面沉积相研究表明，巴下组主要为一套洪(冲)积砂砾岩沉积，这一点从连参1井及巴1、巴2井的单井微相分析已得到证实。巴中组属滨浅湖—较深湖沉积，其间发育多套密度流沉积，如哈1、4、巴1井等剖面；巴上组以河流相沉积环境为主，其间又分为河道、漫滩、沼泽等亚相，如连参1、巴1、2井等剖面。

5.八个标志层

在全区地层对比中，发现巴彦花群内部有八个区域或局部标志层，其特征见表2-1及图2-2。

二、划分对比

1.赛汉塔拉地区与马尼特坳陷对比

这两个地区之间的对比关系，是通过准3井介形虫组合资料建立起来的。赛汉塔拉地区原来所定的巴上组下段应与马尼特坳陷的巴中组上部相当。依据如下：

(1)有相同的介形虫组合



地层系统	比例尺	自然电位	岩性剖面	视电阻率	标志层	沉积旋回曲线	岩性特征	微古生物：介形类	微古生物：孢粉	油气显示	资料来源
新生界 第四系Q							黄褐、黄绿色砂土层及浅灰、黄色砂砾层。西部和南部厚度较大				参
新生界 第三系R	100						棕红、紫红色泥岩、砂质泥岩与浅灰、黄色及杂色砂砾岩互层。盆地西部较发育。最大厚度461.5米，与下伏地层呈角度不整合接触				
中生界 白垩系 下统 巴上组 K_1b_3	500 900				褐煤炭质泥岩；厚层砂岩		自下而上由浅灰色砂砾岩到灰、绿灰色泥岩夹砂砾岩组成的正旋回。泥岩上部以绿色为主，中下部以灰色为主。中部夹褐煤层及炭质泥岩。本段以色杂、砂、砾岩发育，泥岩含炭屑为特点。最大厚度775米。全区均有分布，与下伏地层呈不整合接触				1井
巴中组 上段	1300				泥岩饼子；暗色泥岩段；低空砂层		灰、深灰色块状泥岩夹浅灰色粉细砂岩透镜体。在赛汉塔拉地区岩性变粗，以浅灰、灰白色砂岩、含砾砂岩与灰色泥岩互层，下部以浅灰白色块状砂砾岩为特征。全区分布广泛，与下伏地层为连续沉积			▲	阿3井
巴中组 中段	1700						暗色泥岩集中段。按岩性可分为上、下两部分：上部以深灰、黑灰色泥岩为主夹薄层泥			●	千哈4

孢粉分项（蕨类孢子）：波缘孢、海金砂孢、凹边瘤面孢、膜环弱缝孢、无突肋纹孢、拟层环孢

孢粉分项（裸子类）：克拉梭粉、苏铁/银杏粉、单远极沟粉、单束松粉、双束松粉、原始松柏粉、拟云杉粉、无口器粉、克拉梭粉、二大类、发掘子类

百分比刻度：10%、20%、5%、40%、80%

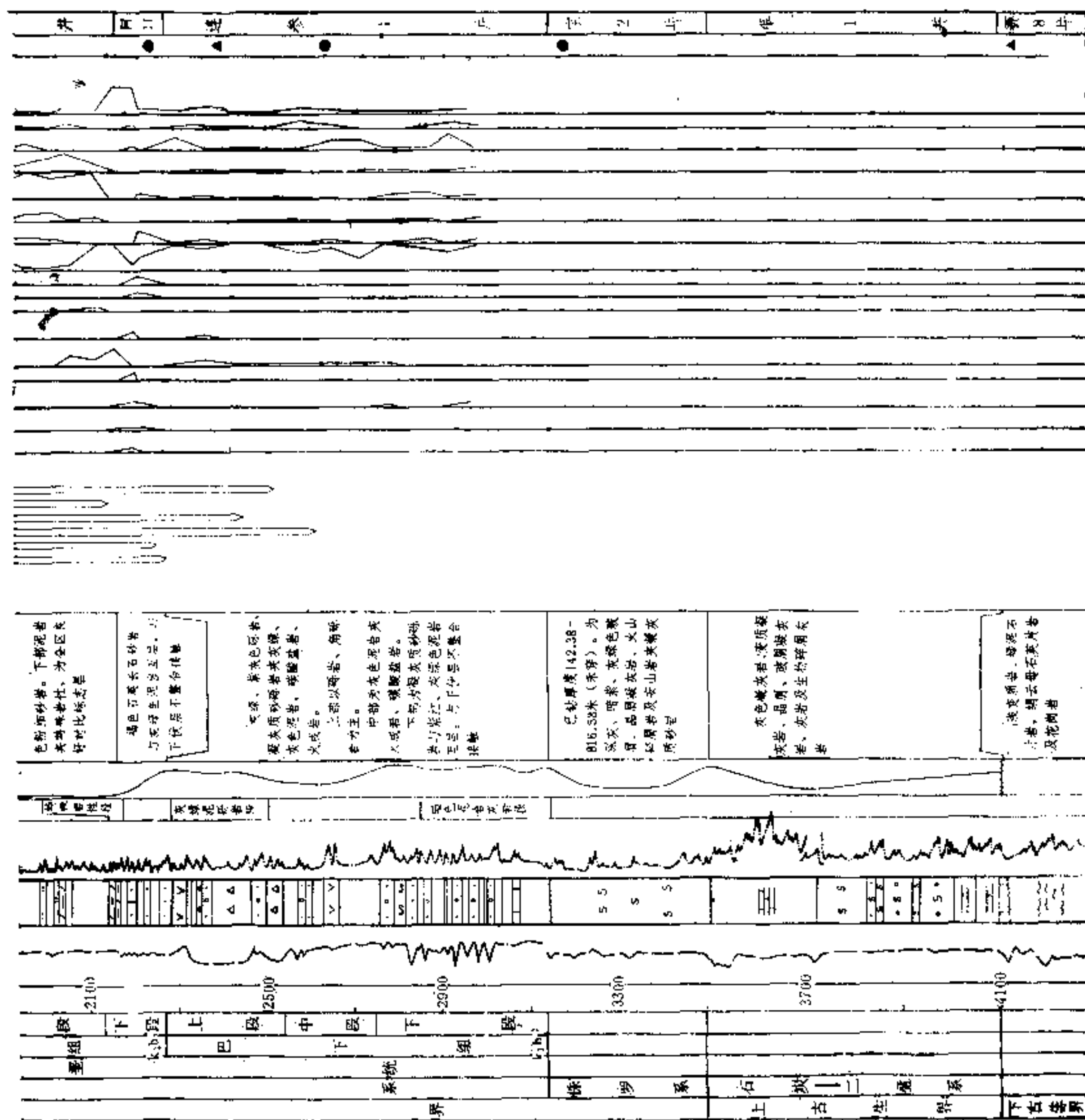


图 2-1 二连盆地中、新生界综合柱状图

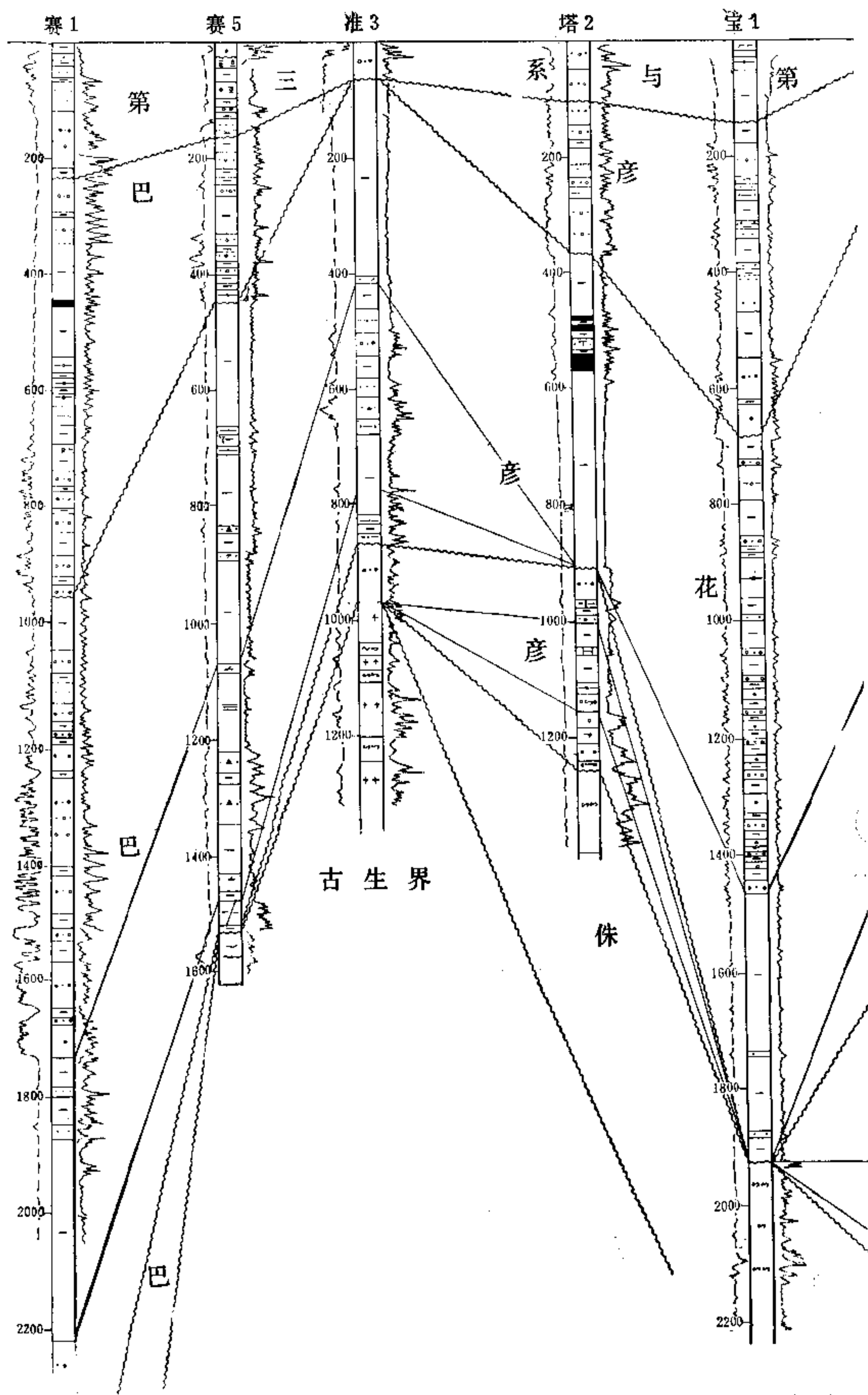
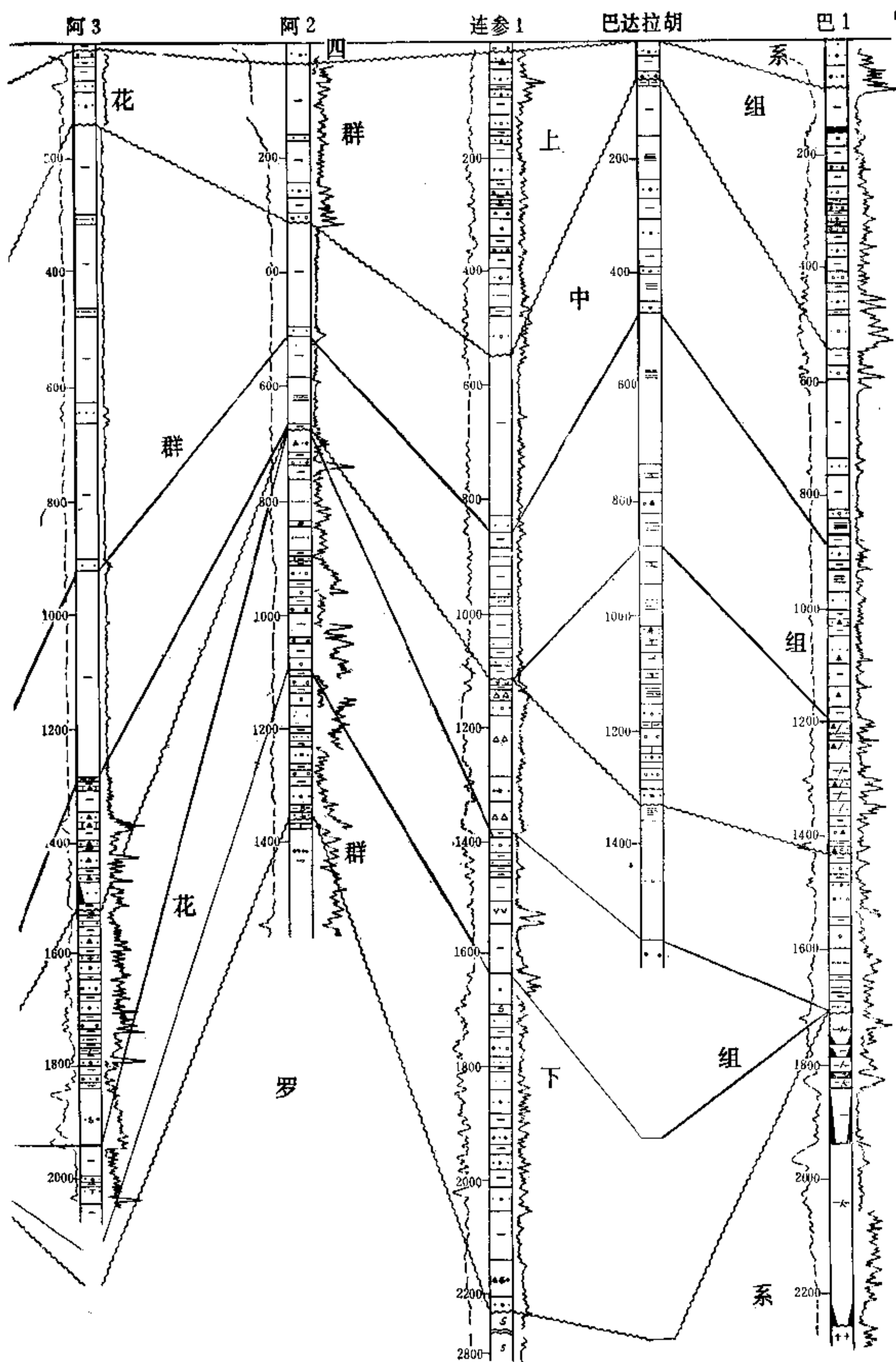


图 2-2 二连盆地赛1—



巴1井巴彦花群对比图

表 2-1 二连盆地巴彦花群对比标志层特征表

名称	厚度(m)	类别	层位	分布范围	岩性组合	电性特征	代表井
褐煤、碳质泥岩	100	I	上组上部	全区	灰绿、黄绿色砂质泥岩和含砾砂岩互层，夹煤层及炭质泥岩	自然电位曲线呈小负异常，电阻率曲线呈刺刀状高阻	赛 1
灰白色厚层砾岩	160	I	上组底部	全区	灰白色块状砾岩	自然电位曲线呈桶状电阻率曲线呈掌状	阿 2
泥岩脖子	120	II	中组顶部	赛汉地区南部	灰、灰绿色泥岩	自然电位曲线低平，电阻率曲线呈小锯齿状	赛 1
暗色泥岩段	900	I	中组		灰、深灰色泥岩夹粉砂岩	自然电位、电阻率曲线平直	阿 3
孤立砂层	10	II	中组中段	阿尔善	暗色泥岩段夹的两个孤立砂层	自然电位曲线呈小负异常电阻率曲线呈掌状	阿 3
特殊岩性段	95	I	中组下段顶部	全区	暗色泥岩、泥质白云岩、油页岩互层	自然电位曲线呈小的起伏，电阻率曲线呈刺刀状	阿 3
灰绿色泥岩砾岩段	150	II	下组上部	北部	灰绿色泥岩与同色砂砾岩互层	自然电位曲线低平电阻率曲线呈锯齿至刺刀状	阿 11
暗色泥岩、石灰岩段	300	II	下组中部	阿尔善	灰绿、深灰色泥岩夹白云质灰岩和砂砾岩	自然电位曲线平直，偶夹孤立的负异常电阻率曲线呈小锯齿状	阿 11

赛汉塔拉地区的原巴上组下段具有栅状土形介、格拉姆湖女星介、联合女星介组合。马尼特坳陷巴中组上部也见到了该组合。尤其是塔北凹陷的准 3 井岩芯分析，该组合更明显。含大量的栅状土形介(图2-2及表2-2)。

表 2-2 赛汉塔拉地区原巴上组下段与马尼特坳陷巴中组上部介形类化石组合对比表

化石＼地区	赛汉上组下段	马尼特坳陷中组上部						
		莎 2 井	哈 3 井	巴 1 井	阿 2 井	贡 1 井	准 3 井	阿 3 井
化石组合	栅状土形介、格拉姆湖女星介	1024～1142米 格拉姆湖女星介、栅状土形介	880～910米 栅状土形介	1010～1290米 格拉姆湖女星介	720～866米 栅状土形介	660米 格拉姆湖女星介	313～317.77米 大量栅状土形介	600～800米 连续出现栅状土形介

(2)有类似的孢粉组合

赛汉塔拉地区原巴上组下段的孢粉组合同马尼特坳陷的巴中组上部类似(表2-3)。

(3)岩性电性可以对比

如果把马尼特坳陷的哈3井和赛汉塔拉地区赛5井的巴中组中段对比标志层——特殊岩性段拉齐，两口井的岩性、电性特征十分相似。哈3井的巴中组上部恰好和赛5井原巴上组下段对应。

表 2-3 赛汉塔拉坳区原巴上组下段与马尼特坳陷巴中组上部孢粉化石组合对比表

地区	井号	组段	裸子类	单沟类	原始松柏粉	克拉梭粉
赛汉塔拉	赛 4	上组下段	大于90%	10%左右	9%	8%
	赛 1	上组下段	85%	15%左右	8%	7%
	赛 2	上组下段	85%	13%	10%	20%
马尼特	阿 3	中组上部(200～900米)	大于80%	15%左右	15%	4%
	巴 1	中组上部(600～900米)	大于90%	10%	12%	4%

2.马尼特坳陷内部对比

坳陷内各井剖面类型与周边井对比较好。只是在其西部的塔1、2、准1、3井以及北侧的宝1井，巴彦花群中组发育有厚度不等的粗碎屑岩。但微古生物化石仍与邻井可对比，中组的粗碎屑段被认为是这些井靠近坳陷边缘相带的结果(图2-2)。

3.脑木更凹陷

从所钻的木参1井剖面特征来看，很象赛4号构造的钻井剖面。在第三系之下，可分成两大套岩性，即上部为棕红色泥岩、砾石段，下部为灰绿色、灰色泥岩夹同色砂岩、含砾砂岩段。从旋回来看，可分为两个从粗到细的正旋回和底部的一个暗色泥岩段，根据其纵向上的特征把木参1井划分为巴彦花群中组和上组缺失下组，剖面最上部为第三系、第四系。

(1)巴彦花群中组(2208.8～828米井段)

下部为绿色泥岩、深灰色泥岩；中部为灰色砂砾岩与绿色泥岩；上部为灰、灰绿色泥岩类砂砾岩。

介形虫为马斯甲女星介(巴达拉胡女星介)组合，还有窄达尔文介、多形季米里亚介；孢粉中裸子类占绝对优势，含量高达90%以上，其中单沟粉类含量高达50%，反映了中组特征。

(2)巴彦花群上组(828～191.5米井段)

为一套杂色砾岩一棕红色泥岩夹砂砾岩的正旋回。405.71～410.98米井段的岩芯中，孢粉虽少，但无被子类，属白垩系特征。而548.92～553.72米井段的岩芯中，蕨类占50%，拟套环孢占13.8%，显示了上组特征。

(3)第三系(191.5～73米井段)

为一套棕红色泥岩与砂砾岩。自然电位曲线平直，电阻率曲线呈掌状高阻。化石丰富，裸子类含量37.5～57.7%，被子类42.3～59.8%。其组合特征属始新世。

4.额仁淖尔凹陷

淖参1井的剖面类型与赛1井基本一致，孢粉组合也类似。其层序为古生界、巴彦花群中组、上组第三系、第四系。

(1)古生界(1951.29～1806米井段)

为一套花岗碎裂岩和大理岩，与区域对比属古生界。

（2）巴彦花群中组（1806～345米井段）

中下部为灰、深灰色泥岩、粉砂岩及泥灰岩，底部泥灰岩集中。介形虫化石为马斯甲女星介，窄达尔文介组合，孢粉化石中裸子类占绝对优势，含量达95%以上，单沟粉类占20%左右，原始松柏粉8%，与区域上对比，属巴中组中下部。

上部为杂色砾岩夹绿色泥岩—绿灰色泥岩与粉砂岩—绿灰色泥岩组成的正旋回。自然电位曲线下部为密集大幅度负异常，向上变稀，幅度变小，电阻率曲线呈小锯齿状。介形虫为单肋女星介、常见女星介、近磨光女星介、优越蒙古介，也见柯氏兽花介、偏斜兽花介，属中组偏上的组合特征。孢粉化石中裸子类占优势，其平均含量达80%，单沟粉最高达59%，原始松柏粉5%左右，属中组组合特征。

（3）巴彦花群上组（345～152米井段）

为一套灰、灰绿色泥岩和杂色砾岩，呈下粗上细的正旋回。自然电位曲线呈负异常，幅度值下部大，向上变小以至平直。

综上所述，本区下白垩统巴彦花群的划分对比关系基本清楚，它与区域上的对比关系也比较明确（表2-4）。但在一些具体问题上还存在有争议，有待今后进一步落实。

表 2-4　二连盆地巴彦花群与区外关系对比表

<table>
<tr><th>地区
地层</th><th>河北燕山</th><th>陕甘宁</th><th>内蒙阴山</th><th colspan="2">大兴安岭区（二连盆地）</th><th>京　西</th><th>河北平原</th><th>辽　西</th></tr>
<tr><td rowspan="3">早白垩统</td><td>青石砬组</td><td rowspan="3">志丹群</td><td>固 阳 组</td><td rowspan="3">巴彦花群</td><td>上　组</td><td rowspan="3">大灰厂组</td><td rowspan="3">临 城 组</td><td>阜 新 组</td></tr>
<tr><td rowspan="2">南 店 组</td><td>李三沟组</td><td>中　组</td><td rowspan="2">九佛堂组</td></tr>
<tr><td>胡柳沟组</td><td>下　组</td></tr>
</table>

第三章 构造特征

一、盆地的结构与演化

二连盆地是在海西期地槽褶皱基底上发展起来的中生界侏罗—白垩系断陷盆地。它经历了多次构造运动、多期岩浆活动，形成多个不整合面。

1.盆地的区域构造背景

盆地的基底由海西期的三个复背斜与两个复向斜相间排列组成，从北而南依次为东乌旗复背斜、西乌旗复向斜、锡林浩特复背斜、赛汉塔拉复向斜和温都尔庙复背斜(图3-1)。相应盖层构造也可以划分为三个隆起夹两个坳陷带。隆起与基底的复背斜相对应，坳陷带与复向斜相对应。自北而南依次为巴音宝力格隆起、乌尼特—乌兰察布—川井坳陷、苏尼特隆起、乌尼特—腾格尔坳陷和温都尔庙隆起。巴音宝力格和温都尔庙隆起组成盆地的北部和南部边界，盆地由一个隆起五个坳陷组成（图3-2）。

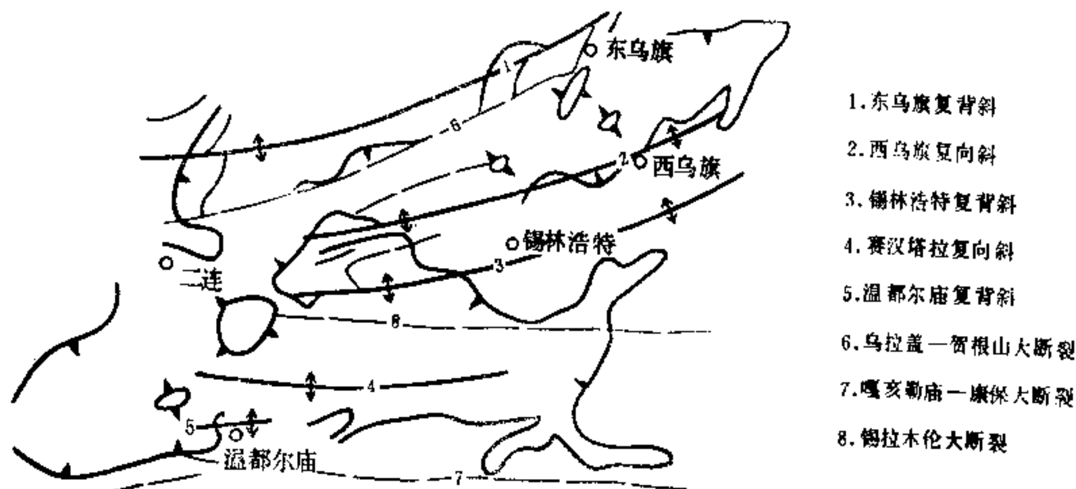


图 3-1 二连盆地区域构造背景图

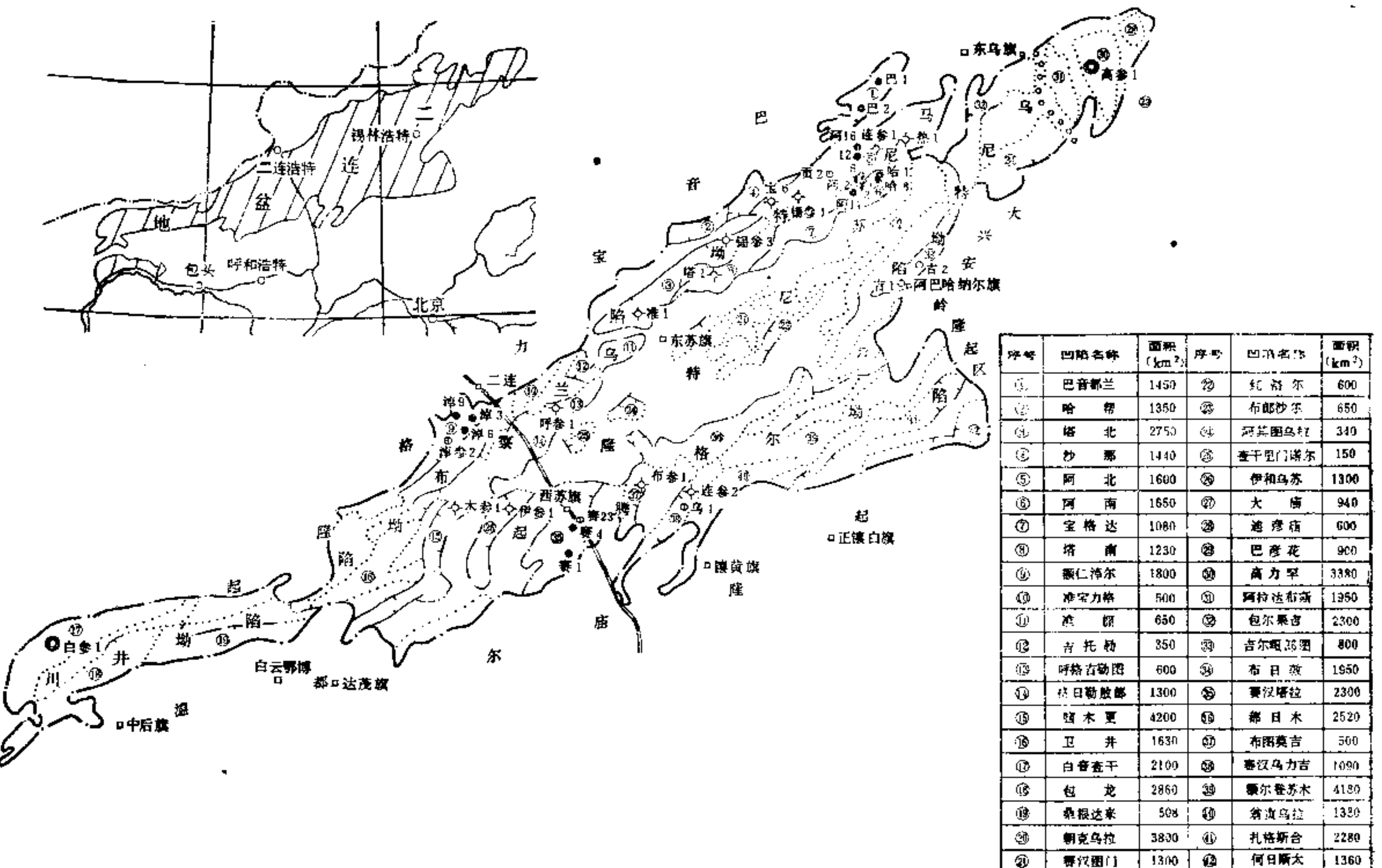
2.盆地演化

二连盆地的构造演化大体经历了地槽演化和盆地发育两个阶段。

(1) 地槽演化阶段（元古代—古生代）

本区在元古代—早古生代时期为介于华北地台和西伯利亚地台之间的地槽区，沉积了一套复理石建造、碳酸盐岩建造和中基性火山岩建造（温都尔庙群等），厚达2万米，系典型优地槽沉积物。加里东运动使本区南部锡拉木伦大断裂和康保大断裂之间地槽褶皱回返。沿断裂带及其附近，有呈东西向带状展布的超基性岩体侵入于下古生界。

晚古生代初期，在加里东褶皱带以北，发育类复理石建造、火山碎屑岩建造，厚度近一万米。至中石炭世开始褶皱回返，沿贺根山大断裂带及其附近，有超基性岩体侵入。至晚古生代末期，内蒙古地槽全面褶皱回返，上升为陆，使西伯利亚地台与华北古地台连为一体，从而形成了宏伟的“北疆—蒙古弧形褶皱带”，奠定了本盆地的基底格架。



序号	凹陷名称	面积（km^2）	序号	凹陷名称	面积（km^2）
①	巴音都兰	1450	㉒	红格尔	600
②	哈帮	1350	㉓	布郎沙尔	650
③	塔北	2750	㉔	阿其图乌拉	340
④	沙那	1440	㉕	查干里门诺尔	150
⑤	阿北	1600	㉖	伊和乌苏	1300
⑥	阿南	1650	㉗	大庙	940
⑦	宝格达	1080	㉘	迪彦庙	600
⑧	塔南	1230	㉙	巴彦花	900
⑨	额仁淖尔	1800	㉚	高力罕	3380
⑩	准宝力格	500	㉛	阿拉达布斯	1950
⑪	洪浩	650	㉜	包尔果吉	2300
⑫	吉托勒	350	㉝	吉尔嘎朗图	800
⑬	呼格吉勒图	600	㉞	布日敦	1950
⑭	格日勒敖都	1300	㉟	赛汉塔拉	2300
⑮	乌木更	4200	㊱	都日木	2520
⑯	卫井	1630	㊲	布图莫吉	500
⑰	白音查干	2100	㊳	赛汉乌力吉	1090
⑱	包龙	2860	㊴	额尔登苏木	4180
⑲	桑根达来	508	㊵	[illegible]	1320
⑳	朝克乌拉	3830	㊶	扎格斯台	2280
㉑	赛汉图门	1300	㊷	何日斯太	1360

图 3-2 二连盆地构造单元划分图

（2）盆地发育阶段（侏罗—白垩纪）

本区自晚古生代地槽褶皱回返之后，三叠纪整体隆起遭受剥蚀。从侏罗纪开始进入了断陷—断坳—抬升发育阶段，相应地经历了陆上快速充填—湖盆扩大和衰退的沉积发育过程。

侏罗纪为断陷发育期，断裂活动强烈，断层发育，地貌高差悬殊，岗峦起伏，沟谷纵横，在断陷低部位分散充填了一套粗碎屑岩和火山碎屑岩，反映了盆地形成初期沉积物分割性强的特点。

早白垩世巴彦花早期继承了侏罗纪晚期以断陷为主的构造特点。主要沉积了一套填充式冲(洪)积相沉积物，间夹湖相沉积，沉积范围局限，苏尼特隆起整体出露水面，未接受沉积，坳陷区内也仅在若干孤立的小凹陷中接受沉积。

至早白垩世巴彦花中期，构造运动形式转为以断坳为主。盆地主体稳定沉降，湖面扩大，前期孤立的小凹陷相互沟通，连成一片，成为盆地发育的全盛时期。沉积了一套以湖相为主的暗色泥岩，成为本区主要生油层。

自巴彦花晚期开始，盆地沉积减弱，湖面萎缩，沉积了河流沼泽相的巴彦花群上组。至早白垩世末期，盆地整体抬升，形成了现今的构造面貌（图3-3）。

二、构造单元划分

根据地球物理、钻井地质、地面地质资料的综合研究，在二连盆地内划分出了三级构造单元（表3-1），划分结果如图3-2及表3-2。

表 3-1　二连盆地构造单元分级表

级　　别	正　向　单　元	负　向　单　元
一　级	隆　起	坳　陷
二　级	凸　起	凹　陷
三　级	构　造　带	凹　槽

一级单元划分出五个坳陷、一个隆起，五个坳陷是马尼特、乌兰察布、川井、乌尼特和腾格尔坳陷，共计面积79070平方公里，一个隆起即苏尼特隆起，面积30070平方公里；二级单元共划分出凹陷42个，面积65568平方公里，凸起18个，面积18030平方公里；三级构造单元分为凹槽和构造带、由于本区勘探程度较低，而且工作量分布又不均衡，暂难进行全面划分。但从现有资料情况来看，初步可以划分出四种类型构造带，即断裂潜山构造带（如阿尔善）；逆牵引构造带（如白音赛四东；）挤压背斜带（如乌兰和额仁淖尔凹陷的中央背斜带）；斜坡带（如阿南等）。

盆地构造单元的展布有一定的规律，基底构造与盖层构造具有一定的继承性，基底的复背斜与盖层的隆起相对应，复向斜与坳陷带相对应。构造线方向主要呈北东向，其次是北北东向。

三、构造与油气的关系

1.北东向凹陷是生油有利凹陷

如前所述，本区的地壳演化经历了地槽回返和盆地发育两个阶段。前期主要受南北向

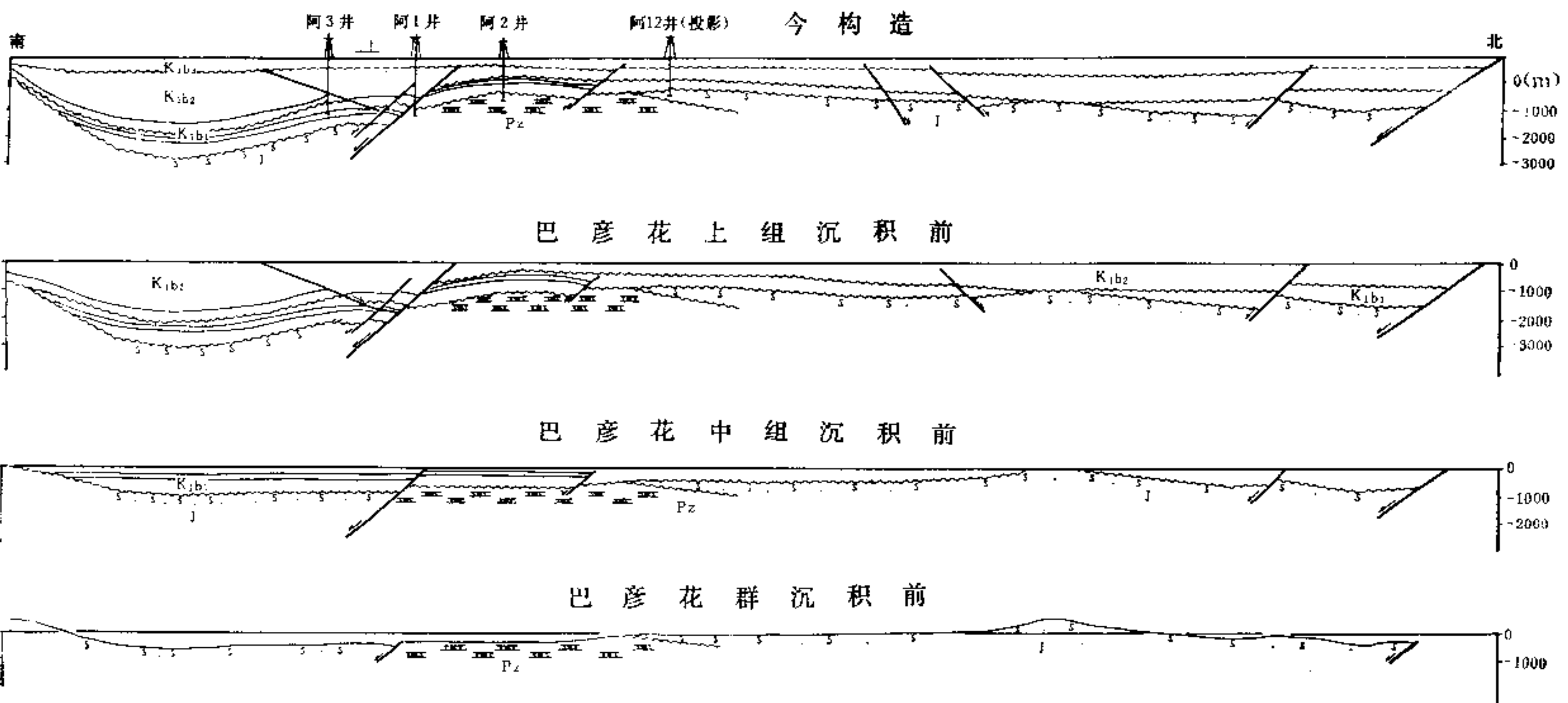


图 3-3 阿南—阿北凹陷构造发育剖面图

表 3-2 构造单元划分数据表

坳陷或降起名称	面积 (km²)	序号	凹陷名称	面积 (km²)	深度 (m)	序号	凸起名称	面积 (km²)	深度 (m)
马尼特坳陷	15400	1	巴音都兰	1450	2400	1	白音希勒	1150	500～1000
		2	阿北	1600	2250	2	额尔登高毕	570	600～1000
		3	阿南	1650	3500				
		4	沙那	1440	2500				
		5	宝格达	1080	2500				
		6	哈帮	1350	2000				
		7	塔北	2750	3000				
		8	塔南	1230	3000				
乌兰察布坳陷	16380	9	额仁淖尔	1800	3500	3	赛乌苏	1050	600
		10	准宝力格	500	2000	4	阿尔善特	2250	200
		11	准棚	650	2000	5	敖里克	750	200
		12	吉托勒	350	1800	6	哈巴尔	180	800
		13	呼格吉勒图	600	2000	7	江岸	600	700
		14	格日勒敖都	1300	1800	8	哈达	520	600
		15	脑木更	4200	3700				
		16	卫井	1630	2000				
川井坳陷	10190	17	白音查干	2100	4000	9	赛呼都格	1100	
		18	桑根达来	508		10	白彦花	1250	
		19	包龙	2860					
苏尼特隆起	30070	20	朝克乌拉	3800	2500				
		21	赛汉图门	1300	2500				
		22	红格尔	600	1500				
		23	布郎沙尔	650	2000				
		24	阿其图乌拉	340					
		25	查干里门诺尔	150					
		26	伊和乌苏	1300	2500				
		27	大庙	940					
乌尼特坳陷	14930	28	迪彦庙	600	2000	11	白音胡硕	2000	200
		29	巴彦花	900					
		30	高力罕	3380	4900				
		31	阿拉达布斯	1950	2000				
		32	包尔果吉	2300	2000				
		33	吉尔嘎郎图	800	2000				
		34	布日敦	1950	2000				
腾格尔坳陷	22170	35	赛汉塔拉	2300	3000	12	查干诺尔	980	<200
		36	都日木	2520	3000	13	那仁宝力格	500	
		37	布图莫吉	500	2500	14	布郎戈壁	1200	<200
		38	赛汉乌力吉	1090	3500	15	乌尔塔查干	420	200
		39	额尔登苏木	4180	2500	16	敖伦诺尔	650	
		40	翁贡乌拉	1330	1500	17	苏且	1660	
		41	扎格斯台	2280	2000	18	那日图	1200	
		42	何日斯太	1360	1800				
合计	109140			65568				18030	

挤压力作用，形成近东西向构造；至早白垩世又受到北西西向压应力的作用，因此使本区沿北东、北北东向拉张断陷，沉积了厚度较大的湖相下白垩统，因而，北东向凹陷，下白垩统剖面齐全成为本区有利生油凹陷，如阿南、额仁淖尔、脑木更、赛汉塔拉、巴音都兰凹陷等。这些凹陷的暗色泥岩厚度大多在1000米以上，有效生油岩厚度也在1000米左右。此外，北东向凹陷还有白音查干、包尔果吉、朝克乌拉、高力罕、扎格斯台等，也应引起重视。

2.大断层两侧利于形成多种油气藏

二连盆地为一个断陷沉积盆地，其重要特点是大断层控制了生油凹陷的展布和各类圈闭的形成。在断层的下降盘往往有逆牵引背斜油藏；在上升盘则有披覆背斜油藏和基岩高块的潜山油藏；在断层两侧还可形成火山岩和火山碎屑岩油藏，如沿阿尔善断层两侧分布的阿北玄武岩油藏和哈南潜山的凝灰岩油藏等。

第四章 油 气 生 成

随着勘探工作的全面展开，先后对二连盆地14个凹陷的生油岩进行了不同程度的研究。但由于钻井少，研究工作还不够系统。因此，本节仅就现有资料进行简要论述。

二连盆地主要生油层是下白垩统巴彦花群。该群中暗色泥岩厚度大，占地层厚度的32.7～67%，详见表4-1。

表 4-1 二连盆地几个已知凹陷巴彦花群暗色泥岩厚度表

凹陷名称	代表井	地层厚度(m)	暗泥厚度(m)	占地层百分数(%)
巴音都兰	巴1	1626	800.5	49
阿北	连参1	2214	740	33
阿南	阿3	2049	1174.5	57.3
赛汉乌力吉	连参2	2421	843	34.8
赛汉塔拉	赛1	2096.5	1162.5	55
额仁淖尔	淖参1	1664	956	57.8
脑木更	木参1	2017	660	32.7
呼格吉勒图	呼参1	1794	1205	67
布图莫吉	布参1	2541①	680①	26.7①
伊和乌苏	伊参1	1196	740	61.8

①取样时未钻穿巴彦花群。

有机质丰度以巴彦花群中组最高，多数凹陷有机碳含量 >1%，氯仿沥青“A” >0.04%，烃含量>150ppm，达到了好或较好生油岩标准；上组较差，多数凹陷未达到生油岩标准。从平面分布来看，巴音都兰、阿南及赛汉塔拉凹陷最好，而伊和乌苏最差，现将各凹陷生油条件分别叙述于后。

一、巴音都兰凹陷生油层评价

巴音都兰凹陷具有很好的生油条件（图4-1)。

1.有机质丰度高

有机碳含量最小0.44%，最大5.36%，平均2.28%（25块样品）；氯仿沥青“A”最小0.026%，最大0.292%，平均 0.14%（10块样品）；总烃含量最低 105ppm，最高1440 ppm，平均为754ppm(10块样品）。

2.母质类型好

对11块样品进行分析，有9块属于混合型或偏腐泥型，仅两块样品是腐植型。

3.地温梯度高

巴1井平均地温梯度为4.2℃/100米，比正常地温梯度高1℃左右。

4.成熟门限深度浅

据镜质体反射率分析，成熟门限深度在700米左右；据沥青“A”红外光谱1715/1600cm^{-1}

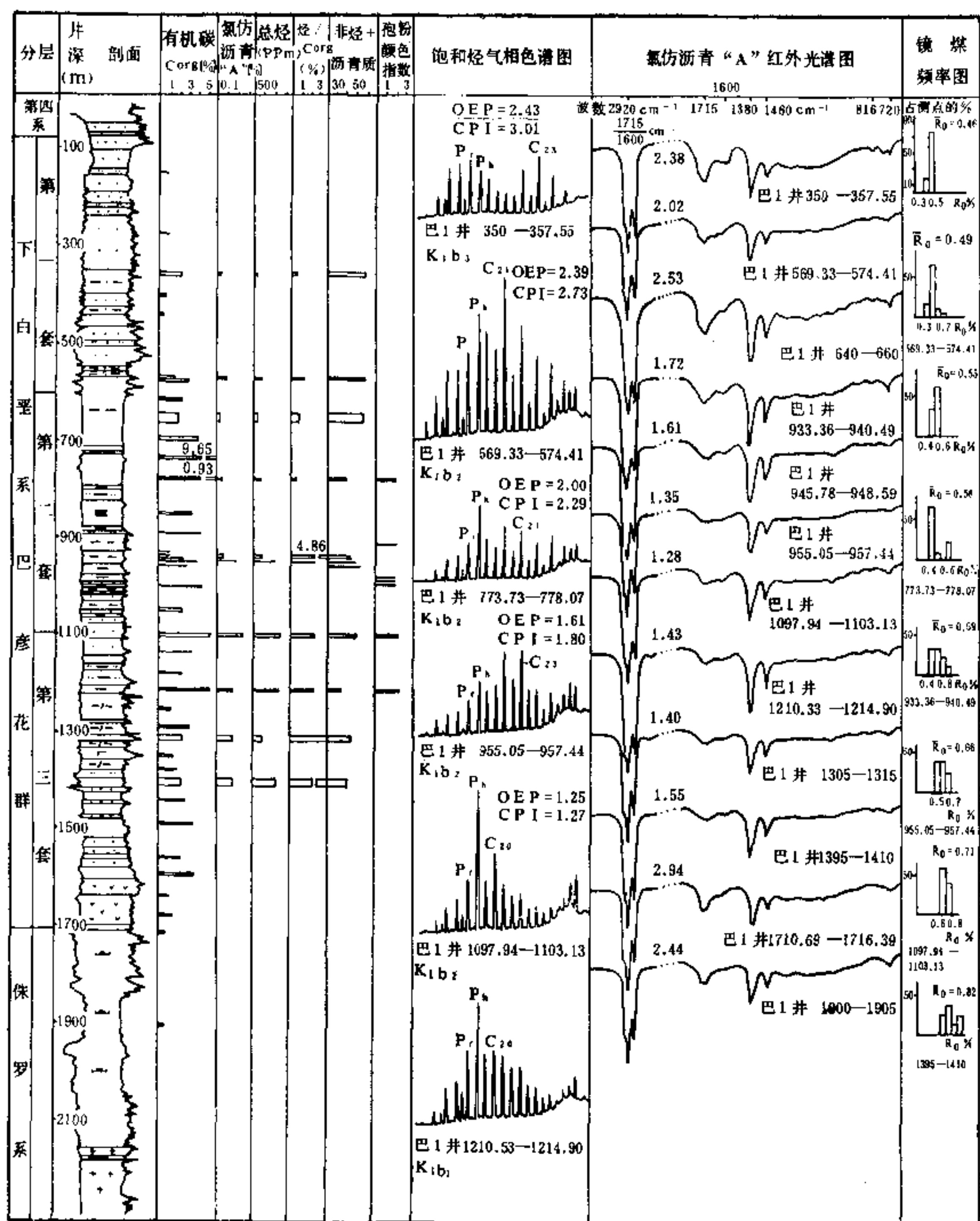


图 4-1 二连盆地巴音都兰

分析，在960米左右；据饱和烃气相色谱OEP值、甾烷、萜烷参数分析，为1200米。综合分析认为成熟门限深度应为1100～1200米。

5. 油气显示普遍

凹陷内共完钻探井7口（包括Z_{K5}、$Z_{K付5}$孔），其中有5口井见到了含油砂岩和油砂，巴1井获得了日产1.84立方米的工业油流。

凹陷巴1井综合生油剖面图

根据原油与生油岩饱和烃气相色谱及甾烷、萜烷参数分析，认为巴1井原油来自油层上、下的生油岩，系自生自储油藏。

二、阿南和阿北凹陷生油层评价

阿南、阿北凹陷的构造和沉积历史是很相似的。但由于阿北凹陷中部没有钻井，因此对其生油条件目前了解甚少，现重点叙述阿南凹陷。

1. 暗色泥岩厚度大，生油岩层系多

区内巴彦花群中暗色泥岩在阿南凹陷厚达1350米（阿北凹陷较薄为780米），在剖面上分布在四个层位，即巴彦花群的上组、中组中段、中组下段一下组上段及下组中下段。其中以中组中段暗色泥岩厚度最大，可达千米，占地层厚度的90%左右，同时分布也最广泛，在阿南、阿北凹陷均有分布。

2. 生油母质好，有机质丰度高

四个层位生油岩的有机质丰度均比较高。有机碳为1.17～1.76%，沥青"A"为0.0902～0.1867%，总烃为553～1167ppm，生油潜量(S_1+S_2)为4.45～6.55千克烃/吨岩石。达到好的和比较好的生油岩标准。生油岩母质好，如在阿南凹陷阿3井除910.8米井段之上为腐植型外，其余均为腐泥型或混合型。阿北凹陷的生油岩母质在连参1井为Ⅲ型，而在贡1井则为混合型，但就整个阿北凹陷讲，由于缺少资料，有待进一步明确。

3. 成熟门限深度

阿南凹陷成熟门限深度为1250米，门限温度为62℃。按此衡量，巴中组中段下部及其以下生油层已全部成熟。阿北凹陷成熟深度为1500～1700米，门限温度也在62℃左右。根据现有资料推测，在凹陷中部巴彦花群下组埋藏深度已大于生油门限深度。按贡1井资料，该组是有生油条件的。其有机碳含量平均2.44%，沥青"A"含量平均为0.1260%，产烃潜量(S_1+S_2)5～12千克烃/吨岩石，基本达到好生油岩的标准。

4. 对阿北、蒙古林油藏油源分析

根据地球化学资料分析，区内阿2、12井原油与阿南凹陷阿1、3井的原油和生油岩的各项参数都很近似（表4-2），因此可以认为其油源来自阿南凹陷。但从地质上分析，蒙古林油藏之北，代喇嘛庙之东，正是阿北凹陷的中心（见本篇图6-3），因此其油源也可能来自本凹陷的北部凹槽。

三、马尼特坳陷西部生油层的初步评价

马尼特坳陷西部（包括塔南、塔北及宝格达等三个凹陷）已完钻了8口井，但没有一口井见到任何油气显示。塔1、2、3井，准1、3井，宝1井的热解色谱分析表明：由于本区巴彦花群埋藏浅，有些井中虽见富含有机质暗色泥岩，但均未达到成熟门限深度，生油条件差。

四、额仁淖尔凹陷生油层评价

额仁淖尔为一东南断、西北超的单断凹陷，面积1800平方公里，基岩埋深4600米。

1. 发育两套生油层

淖参1井在井深1806米通过断面进入古生界花岗碎裂岩。下白垩系巴彦花群共厚1654米。缺失巴下组，巴中、上组暗色泥岩共厚956米，占地层厚度的57.8%。巴上组仅有灰绿色泥岩14米，未作分析。巴中组岩性三分，中段最细。暗色泥岩共厚942米，占地层厚度的64.5%。各段泥岩的有机碳含量平均为0.82%；热解产油潜量(S_1+S_2)平均为2.24千克烃/吨岩石，达到了中等生油岩标准，其中巴中组上、下两段最好。为凹陷的两套主要生油岩（表4-3）。

这两套生油层在淖参2井的剖面上同样可以看到（图4-2）。过去认为较深湖相泥岩生油最好，但额仁淖尔凹陷同冀中坳陷一样，较深湖相的巴中组中段泥岩的生油潜力，反而不如巴中组下段浅湖相水下三角洲前缘相（淖参2井）泥岩。

表 4-2 二连盆地阿北、阿南凹陷油源对比表

凹陷名称	井号	样品	饱和烃气相色谱							甾烷参数				萜烷参数
			OEP	主峰C	$\frac{C_{21}^-}{C_{22}^+}$	$\frac{i轻}{i重}$	$\frac{Pr}{Ph}$	$\frac{Pr}{C_{17}}$	$\frac{Ph}{C_{18}}$	$\frac{5\alpha\text{-}C_{27}}{5\alpha\text{-}C_{29}}$	$\frac{5\alpha\text{-}C_{28}}{5\alpha\text{-}C_{29}}$	$\frac{5\beta\text{-}C_{27}}{5\alpha\text{-}C_{27}}$	$\frac{20SC_{29}}{(20R+20S)C_{29}}$ (%)	$\frac{22S}{22R}C_{31}$
阿南	阿3	生油岩		C_{23}	0.70	0.47	1.14	0.58	0.53	0.47	0.40	1.00	44.16	1.00
				C_{19}	1.17	0.54	0.79	0.32	0.41	0.60	0.53	1.67	40.00	1.20
	阿1	原油	1.09	C_{19}	1.02	0.43	0.70	0.39	0.57	—	—	—	—	—
				C_{21}	0.80	0.28	0.73	0.48	0.61	0.58	0.49	1.03	43.56	1.05
	阿3井	原油	1.10	C_{21}	1.34	0.58	0.76	0.39	0.51	0.31	0.42	0.83	39.92	1.55
		油砂	1.06	C_{21}	0.83	0.45	0.77	0.35	0.47	0.54	0.51	1.13	42.72	1.42
		生油岩		C_{21}	0.53	0.10	0.39	0.36	0.39	0.78	0.71	0.77	45.12	1.20
				C_{21}	0.91	0.41	0.64	0.40	0.61	—	—	—	—	—
				C_{21}	0.90	0.44	0.76	0.41	0.56	0.79	0.44	0.70	26.90	1.00
		生油岩		C_{19}	1.37	0.83	1.26	0.19	0.14	0.96	0.73	1.65	45.45	1.20
				C_{19}	0.72	0.72	0.84	0.58	0.63	0.94	0.48	0.60	44.44	1.10
北	阿12	原油	1.08	C_{21}	0.81	0.32	0.71	0.44	0.60	0.51	0.49	0.96	44.20	1.19
		原油	1.11	C_{21}	1.47	0.66	0.88	0.49	0.58	0.59	0.55	0.76	49.00	1.44

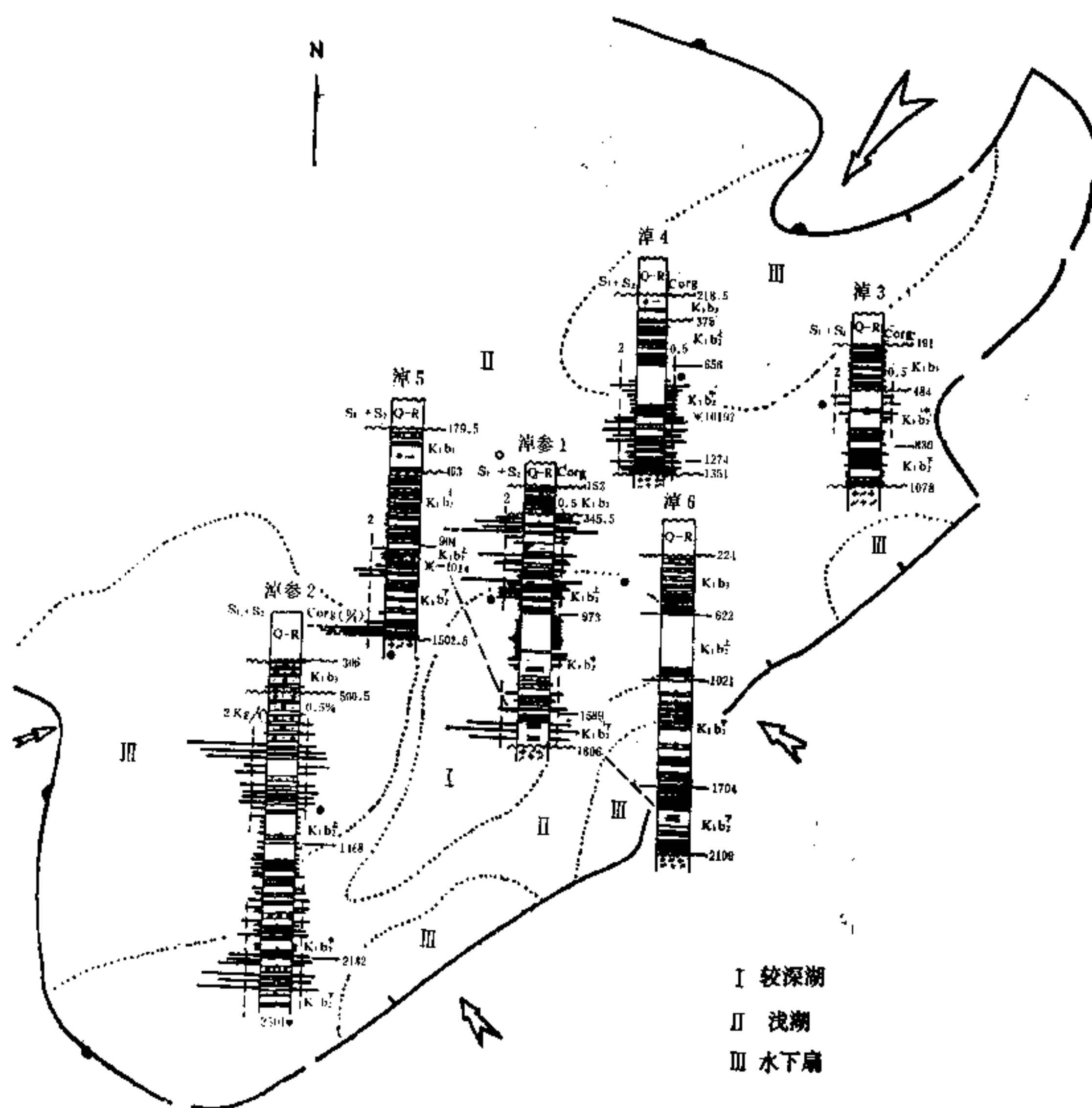


图 4-2 额仁淖尔凹陷巴彦花群生油层平面变化图

表 4-3 淖参1井巴彦花群暗色泥岩的发育及有机质丰度表

层段	暗色泥岩 厚度(m)	暗色泥岩 占地层厚度(%)	Corg(%)	沥青"A"(%)	烃(ppm)	烃/Corg(%)	S_1+S_2
K_1b_2 上	273.5	43.6	0.83(29)①	0.0155(9)	82(6)	2.36(2)	2.31(29)
K_1b_2 中	507.0	82.3	0.75(20)	0.0244(7)	132(6)	1.85(5)	1.09(20)
K_1b_2 下	161.5	74.4	1.09(5)	0.1208(3)	698(3)	8.72(5)	6.41(5)
K_1b_2总平均	942	64.5	0.82(54)	0.0354(19)	225(15)	4.80(12)	2.24(54)
凹陷全部样品平均		/	0.74(131)	0.0352(29)	208(28)	4.71(15)	2.41(96)

①括号内数字系样品数。

从图4-2中还可看出，凹陷中巴彦花群生油层的有机质丰度从南向北逐渐变低，这是因为碎屑物质的补给主要来自东北方向，有机质被地下水冲刷和氧化的结果。

2.剖面成熟门限深度为1450米

从表4-4中可以看出：

（1）正烷烃OEP值和CPI值在1410米以下分别减少到<1.2和1.3；

（2）镜质体反射率在1114.8米处已达0.48%，到1500米以下高达0.80～0.88%；

（3）萜烷成熟度参数$\frac{22S}{22R}C_{32}$在1284米已达0.83，到了1593米增至1.09；甾烷成

表 4-4 额仁淖尔凹陷淖参1井成熟深度确定表

层位	样品底深 (m)	烃转化率 烃/C_{org} (%)	烃转化率 非烃+沥青质 (%)	R_0 (%)	正烷烃 OEP	正烷烃 CPI
K_1b_2上	510	1.52	61.52	0.39	1.79	2.27
	810	3.19(?)	57.14	0.38	2.33	3.06
K_1b_2中	1010.16	1.19	57.80	0.47	2.02	2.32
	1114.80	1.37	51.98	0.48	1.45	1.70
	1256.09	2.21	50.28	/	1.67	1.85
	1284.86	2.79	?	/	1.50	1.74
K_1b_2下	1410.93 ①	/	52.68	/	1.22	1.47
	成	熟	深	度		
	1682.91	1.07	48.02	0.81	1.13	1.30
	1593.16	10.59	45.54	/	1.11	1.18
	1698.41	6.85	41.01	0.88	1.11	1.16
	1793	11.62	41.34	/	1.18	1.28

层位	甾烷 $\frac{20S}{(20S+20R)}C_{29}$	萜烷 $\frac{22S}{22R}C_{32}$	热解 T_{max} (°C)	热解 S_1/C_{org}	沥青"A"红外 1715/1600 (cm^{-1})
K_1b_2上		有ββ霍烷	428	4	2.69
		有ββ霍烷	433	3	2.19
K_1b_2中		0.50			
	15%	有ββ'霍烷	425	6	4.00
	/	/	433	2	1.80
	6%	0.22	430	3	0.88
	4%	0.83	428	11	0.74
K_1b_2下	/	/	430	/	?
	成	熟	深	度	
	/	/	438	12	1.02
	35%	1.09	429	33	1.31
	24%	1.05	438	69	0.94
	69%	1.58	442	35	1.44

①C_{org}=0.2%。

熟度参数$\frac{20S}{20S+20R}$ C_{29}相应从4%增至35%（>20%的成熟界限）；

（4）沥青"A"的红外光谱图反映出含氧基团（1715cm^{-1}吸收峰）在1200米以下明显减弱，标志着氧已大量脱去。

综合以上指标判断，这口井生油岩的成熟门限深度定为1450米。淖参1井实测地温梯度为4.2℃/100米，成熟温度为61℃，与阿南、赛汉塔拉凹陷成熟温度也相近。按此分析，淖参1井的生油岩只成熟了巴中组中段下部和下段350米地层的240米暗色泥岩（厚度不全，断面进山）；淖参2井，成熟生油层厚达465米，预计在凹陷中部将增厚至800米。巴中组上段及中段上部的生油岩未成熟，属无效生油层。成熟了的巴中组下段生油层，是额仁淖尔剖面上有机质丰度最高、生油潜力最大的层段。有机碳含量平均为0.93%，烃含量平均为548ppm，S_1+S_2平均为4.12千克烃/吨岩石，都达到了中等偏好生油层的指标。

3.成熟生油层母质属混合型

从图4-3中可以看出：淖参1、2井已成熟生油岩的主体巴中组下段干酪根类型属偏腐泥的混合型（$Ⅱ_1$）和混合型；巴中组中段较差，属腐植型（Ⅲ型）及偏腐植型（$Ⅱ_2$）。

4.油源分析

淖5、6井两个油样和淖参1、淖3、淖6井3个油砂样品的分析结果见表4-5。从表4-5中可以看出：

（1）几个原油和油砂样品同二连盆地其它凹陷的原油一样，主峰是C_{21}（个别C_{23}），Pr/Ph为0.47～0.65，表明它们的油源层大致相同。

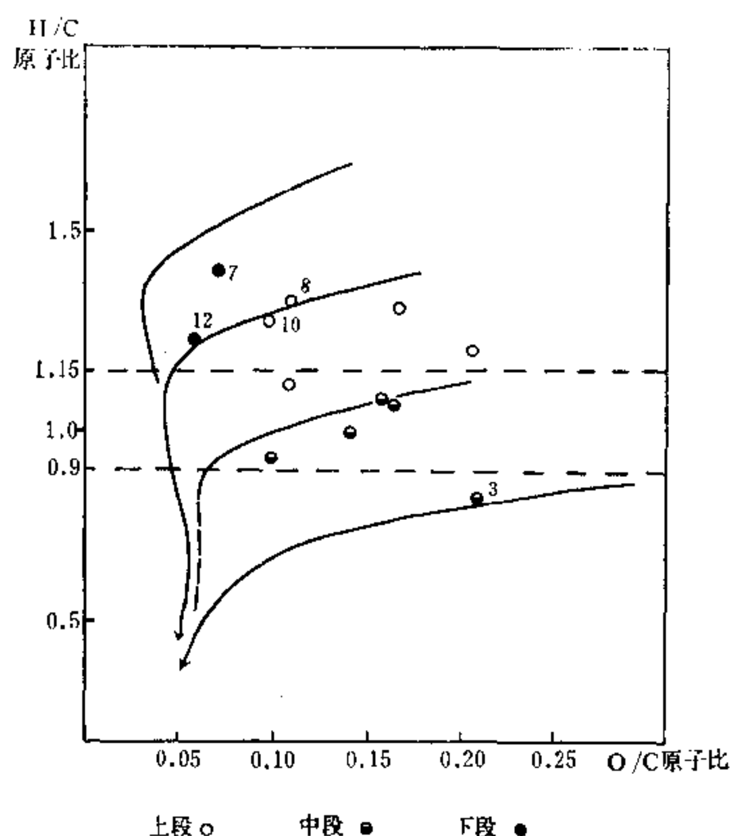


图 4-3 额仁淖尔凹陷生油岩母质类型划分图

表 4-5 额仁淖尔凹陷油源对比表

样品	井号	井深 (m)	层位	正烷烃主峰	Pr/Ph	甾烷		萜烷	
						$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$	$\frac{C_{29}}{C_{30}}HOP$	$\frac{22S}{22R}C_{31}$
油砂	淖参1	550.57～557.73	$K_1b_2^{\text{上}}$	细菌	降解	0.84	0.70	0.68	1.02
油砂	淖3	736.51～740.54	$K_1b_2^{\text{中}}$	C_{21}	0.60	0.80	0.72	0.45	1.08
油砂	淖6	1170.76～1176.26	$K_1b_2^{\text{中}}$	C_{21}	0.47	0.88	0.77	0.47	1.35
原油	淖6	1172.8～1227.6	$K_1b_2^{\text{中}}$	C_{23}	0.57	0.73	0.65	0.56	1.47
原油	淖5	953.58～1611.4	$K_1b_2^{\text{中上}}$	C_{21}	0.65	1.17	0.80	0.55	1.46
生油岩	淖参1	1589.31～1593.16	$K_1b_2^{\text{下}}$	C_{19}	0.57	0.74	0.75	0.54	1.40
生油岩	淖参2	2212～2330	$K_1b_2^{\text{下}}$	C_{21}	0.59	0.77 (有明显4—甲基甾烷)	0.50	0.54	1.15

（2）淖参1和淖3井的两个油砂，产层深度只有557和740米，邻近生油层都不成熟。从淖参1井油砂的甾烷运移指标$\frac{5\beta-C_{27}}{5\alpha-C_{27}}$高达1.32（其它原油均<1）的情况来看，其油源不是本层段的未成熟生油岩，而是来自1450米以下的成熟生油岩，并且经过一定距离的运移。

（3）除淖5井油样外，其它几个原油和油砂的三项主要油源指标Pr/Ph、5α-C_{27}/5α-C_{29}及5α-C_{28}/5α-C_{29}都同淖参1井1589.31～1593.16米巴中组下段成熟生油岩十分接近。这就证明，成熟了的巴中组下段生油层确实是凹陷中的重要油源层。

（4）在凹陷南部淖参2井巴彦花群各段生油岩的甾烷图谱上，都有一个明显的4-甲基甾烷色谱峰，而在原油及油砂中这个峰却不存在。这说明几个原油及油砂中的油都不是来自西南方的淖参2井区，而是来自淖参1井及其以北的凹槽中。

（5）淖5井的原油比较特殊：5α-C_{27}（胆甾烷）>5α-C_{29}（豆甾烷），比值为1.17，同目前分析过的所有生油岩都对不起来，可能来自更深的油源层。这就是说，额仁淖尔凹陷巴彦花群可能有两个油源层，而淖5井原油的油源层目前还未找到，有待继续工作。

总之，额仁淖尔凹陷的重要生油层是巴中组下段。除了靠近凹陷北缘的淖3井外，其余各井这一层段均已成熟。生油潜力>6千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$，母质属$Ⅱ_1$型。巴中组中段即使埋藏到门限深度以下，生油潜力也小；巴中组上段生油层尚未成熟。

五、脑木更凹陷生油层评价

1. 木参1井仅揭开76米生油层

脑木更凹陷木参1井揭露巴彦花群2017.3米，巴上组只有35米灰绿色泥岩，未作详细分析。整个巴中、巴下组有机质丰度均低（表4-6），有机碳含量>0.5%的泥岩仅占样品数的11%，产烃潜量（S_1+S_2）>0.5千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$的泥岩仅占样品数的17.4%，72千克$_{烃}$/吨$_{岩石}$的只占8.7%，而这些样品几乎都分布在2100米以下的井底部分，在这个井段

表 4-6　木参1井巴彦花群泥岩的有机质丰度

层　位	暗色泥岩厚 (m)	占地层厚度 (%)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	烃/C_{org} (%)	S_1+S_2
K_1b_3	35	0	0.1(1)	0.0045(1)	/	/	0.06(1)
K_1b_2	333	37	0.30(45)	0.0159(8)	68(8)	1.18(3)	0.48(45)
	1672						
K_1b_1	292	60	0.40(24)	0.0319(7)	195(7)	2.93(5)	0.74(24)

表 4-7　脑木更凹陷木参1井生油岩成熟深度确定表

层位	样品底深 (m)	烃转化率		R_o (%)	正烷烃	甾　烷	萜　烷	热　解		沥青"A"红外1715/1600 (cm^{-1})
		烃/C_{org} (%)	非烃+沥青质(%)		OEP	$\frac{20S}{(20S+20R)}C_{29}$	$\frac{22S}{22R}C_{31}$	T_{max} (°C)	S_1/C_{org} (%)	
K_1b_2	1114.70	1.10	63.41	/	1.86	8	0.33	436	3	3.05
	1504.27	1.80	58.24	0.62	2.34	15	0.22	432	0	3.90
	1608.83	0.66	50.99	0.67	1.61	/	/	433	0	1.89
K_1b_1	1914.95	2.20	50.75	0.69	1.43	26	1.18	433	0	1.53
	2009.58	1.50	60.00	0.73	1.41	36	1.50	436	0	0.93
	2086.69	1.60	56.35	0.72	1.38	53	0.95	436	3	1.06
	2145	4.50	43.58	0.69	1.46	16	1.09	436	7	1.46
	2208.80△	4.90	28.96	0.74	1.42	25	1.45	439	8	1.60

暗色泥岩厚度只有76米（未穿）。按此趋势，这口井是刚刚钻到巴下组好生油层。而在2100米以上基本上无生油层。

2.成熟门限深度为2100米

木参1井巴彦花群的成熟深度定在2100米（表4-7）。

（1）从烃类生成数量的三项指标判断，在2100米以下，烃/有机碳＞3%；沥青中的非烃+沥青质减少到＜50%；热解 S_1/C_{org} 从3毫克烃/克$_{org}$增至7～8毫克烃/克$_{org}$，表明有相当数量的烃类生成，并且可以排烃。

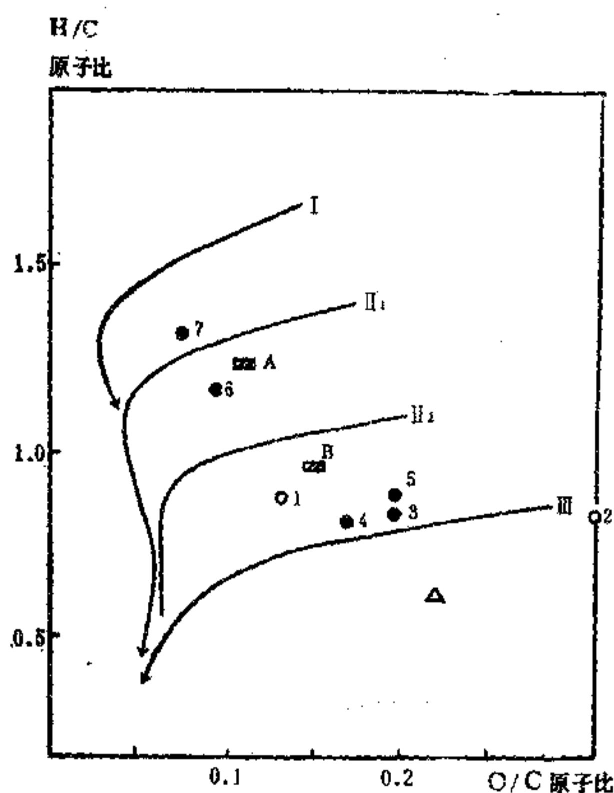
（2）从2000米以下，最高热解峰温（T_{max}）始终大于435℃；镜质体反射率R_o＞0.70%，为稳妥起见，仍将成熟深度定在2100米。这样一来，上面所说的76米有生油潜力的生油岩都已成熟，其有机碳平均含量为0.98%，沥青"A"平均含量为0.0845%，烃的平均含量为553ppm，烃/有机碳为4.5～4.9%，产油潜量（S_1+S_2）平均为3.44千克烃/吨岩石，达到了中等—好生油岩标准。

根据地震资料推测，凹陷深处成熟地层厚度可达640米，暗色泥岩按60%计算，成熟生油层厚度也有380米，应当能够生成一定数量的油气。

根据二连盆地各个凹陷的已有资料来看，2100米的成熟门限深度是最深的了。尤其对Ⅱ型生油岩来讲有可能偏深。这有待今后以新井资料来验证。

3.成熟生油岩的母质属混合型

从图4-4中可以看出：木参1井巴彦花群有机质在2100米以上属腐植型，2100米以下的成熟生油岩（第6、7号点）属混合型。



木参1：$K_1b_2^上$ ○　$K_1b_2^中$ ●　布参1：▭　伊参1 △

图 4-4　二连盆地木参1、布参1、伊参1井巴彦花群干酪根类型图

六、三个新凹陷的生油条件评价

1. 呼格吉勒图凹陷

呼参1井，在井深2025米进入古生界片岩，全井揭露下白垩统巴彦花群厚1794米。上、中、下三组齐全，岩性三分明显。下组在1400～1550米井段出现红层，在1740米以下夹薄煤层。整个剖面暗色泥岩共厚1205米，占地层厚度的67%。各组段暗色泥岩的有机质含量见表4-8。

表 4-8　呼参1井巴彦花群生油岩的有机质丰度

层　段	暗色泥岩厚 (m)	占地层厚度 (%)	C_{org} (%)	S_1+S_2	I_H (mg/g)	C_p/C_{org} (%)
K_1b_3	170	56	0.39(4)	0.09(4)	18(4)	1(4)
K_1b_2	595	96	2.03(18)	10.14(18)	423(18)	36(18)
K_1b_1	440	50	1.23(14)	3.46(14)	181(14)	18(14)

从表中可以看出：巴上组泥岩不具备生油能力；巴中组泥岩不但有机碳含量高，产油潜量也大，平均达到10.14公斤$_{烃}$/吨$_{岩石}$，I_H平均为423毫克$_{烃}$/克$_{有机碳}$，属偏腐泥的混合型，其中还包含有几层腐泥型生油岩，I_H高达600毫克$_{烃}$/克$_{岩石}$。这些指标不但超过了额仁淖尔和赛汉塔拉凹陷，也高于阿南凹陷，仅次于巴音都兰凹陷巴1井数据。遗憾的是这

套泥岩成熟度低，巴中组底界为1250米，而按成油温度61℃计算，成熟门限深度应在1600米左右，使这套好生油岩还没有成熟；巴下组岩性是砂泥岩间互夹薄煤层，它的特点是有机质丰度变化大，其中40%泥岩有机碳含量<0.5%，属非生油层；其余60%泥岩有机碳平均含量为1.8%，产烃潜量（S_1+S_2）为0.54～10.12千克烃/吨岩石。这套暗色泥岩厚440米，如扣除40%非生油岩后还有成熟生油岩约260米，其中属Ⅱ型生油岩厚180米。因此还是有一定的生油潜力的。

总之，按目前资料来分析，呼格吉勒图凹陷的成熟生油岩厚度小，生油潜力不会很大。但在凹陷中心，巴中组埋藏深度可能加大，进入生油门限深度，那末，凹陷的生油能力就会增大。

2.布图莫吉凹陷

布参1井在取样时井深2861米，揭开巴彦花群2541米。其中暗色泥岩厚680米。它的特点是巴下组又红又粗，厚达1594米，顶部有玄武岩。各组段泥岩的有机质含量见表4-9。

表 4-9　布图莫吉凹陷布参1井巴彦花群泥岩的有机质丰度

层　段	暗色泥岩厚度(m)	占地层厚度百分比(%)	Corg (%)	S_1+S_2	沥青“A”(%)	烃(ppm)	烃/Corg (%)
K_1b_2	485	62	0.63(21)	0.93(21)	0.0178(3)	74(3)	0.57
K_1b_1	195	14	0.99(14)	1.60(14)	未　做	/	

从表中可以看出，布参1井巴彦花群泥岩的有机质丰度不高，热解产烃潜量>2千克烃/吨岩石的生油岩只占20%，主要集中在巴中组和巴下组上部，这就是布参1井的两段生油层。

正烷烃气相色谱资料表明，第一段巴中组生油层的OEP值为1.86～2.09，尚未成熟，干酪根类型为$Ⅱ_2$型；第二段巴下组生油层埋深1619米处R_o为0.50%，已成熟，1600米处测得地温为61.4℃，已达到成熟门限温度。在这个深度以下，暗色泥岩有机碳含量平均值为1.14%，产烃潜量（S_1+S_2）为3.35千克烃/吨岩石，I_H为284毫克烃/克有机碳，属中等偏好生油岩，但厚度小，总计不到100米，据巴中组底界构造图推断，布参1井以南的凹陷中心，巴中组生油层将有一部分可以埋深到1600米的成熟面以下。

3.伊和乌苏凹陷

凹陷中的伊参1井在1495.5米井段进入侏罗系火山岩。巴彦花群厚度1196米，缺失巴下组。巴中、巴上组暗色泥岩共厚740米，占两组地层厚的61.8%。但有机碳含量均<0.5%，（S_1+S_2）<0.53千克烃/吨岩石，干酪根属Ⅲ型，整个剖面均不具备生油能力。这是到目前为止已钻探的14个凹陷中生油条件最差的一个。

七、生油凹陷评比与生油量测算

1.生油凹陷评比

根据多年来积累的资料，把二连盆地14个凹陷的生油岩有机质丰度数据整理成图4-5及表4-10。其中均已剔除未成熟生油岩，生油能力的评比次序注在表中。

从图4-5中可以看出有这样一种趋势：

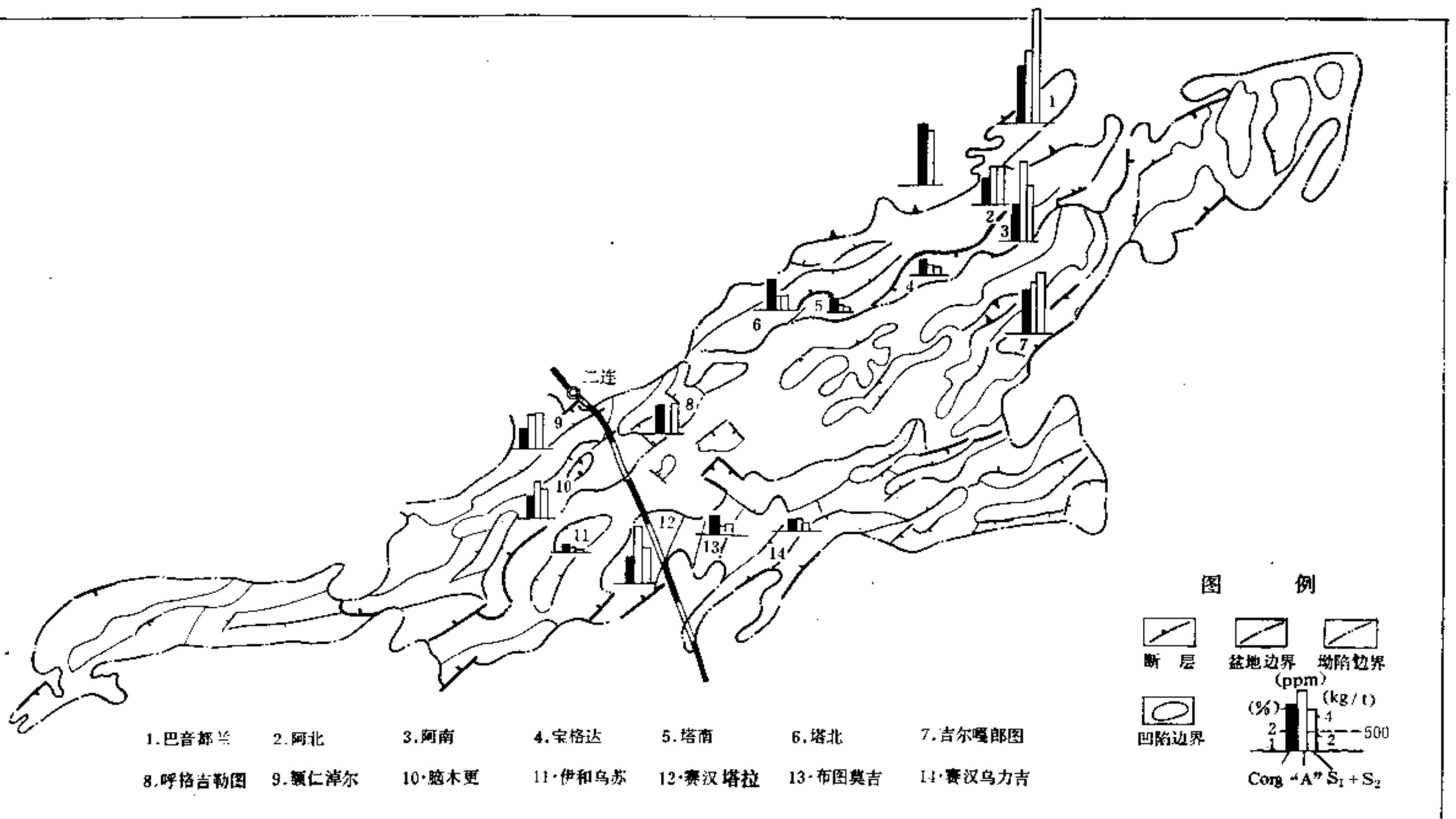


图 4-5 二连盆地14个凹陷巴彦花群成熟生油岩有机质含量分布略图

表 4-10　二连盆地14个凹陷生油层有机质丰度对比表①

凹　　陷	成熟生油层平均厚度(m)	C_{org} (%)	沥青"A" (%)	烃 (ppm)	(S_1+S_2)	对比次序
巴音都兰	665	2.80(14)	0.1717(5)	1214(5)	13.63(6)	1
阿南	1040	1.76(17)	0.1867(8)	1167(8)	6.55(17)	2
赛汉塔拉	1050	1.30(40)	0.1352(19)	822(19)	4.26(40)	3
额仁淖尔	900	0.93(9)	0.0782(5)	548(4)	4.12(9)	4
呼格吉勒图	360	1.24(14)	/	/	3.46(14)	5
阿北	160 ?	1.17(16)	0.0902(4)	553(3)	4.45(16)	6
脑木更	280	0.98(4)	0.0845(2)	553(3)	3.44(4)	7
布图莫吉	200	1.14(3)	/	/	3.35(3)	8
赛汉乌力吉	100	0.56(21)	0.0284(8)	272(4)	1.16(21)	9
吉尔嘎兰图	?	2.16(3)	0.1233(1)	789(2)	7.27(3)	10
宝格达 塔北 塔南 伊和乌苏	无　成　熟　生　油　层					11 | 14

①选该凹陷最有代表性的井的成熟生油岩数据。

（1）以苏尼特隆起为界，14个凹陷可以分成南、北两带，生油层有机质丰度北带比南带好。

表 4-11　二连盆地七个凹陷干酪根数学模拟法计算生油量基本参数表

凹陷	成熟区块编号	地温梯度(°C/100m)	地层厚度(m) Q	Tr	K_2	K_1上	K_1b_3	K_1b_2上	K_1b_2中下	K_1b_1	成熟区面积(km^2) 第一计算层(K_1b_2)		第二计算层(K_1b_1)
			0 2	65	97.5	113	121 (百万年)	126	131	138			
阿南	I	4.6	15	0	0	0	400	1400		1600	736		260
阿北	I	3.6	16	0	0	0	400	800		700	0		176
赛汉塔拉											(K_1b_2上)	(K_1b_2中下)	
	I	4.0	15	210	0	0	700	800	1000	400	324	380	240
	II						400	500	600	200	112	540	0
额仁淖尔								(K_1b_2上中)	(K_1b_2下)		(K_1b_2中上)	(K_1b_2下)	
	I	4.2	10	200	0	0	400	1700	800	0	160	308	0
	II						400	1000	500	0	28	84	
脑木更	I	3.0	70	120	0	0	600	1570		1035	0		94
	II							1680		450			78
	III							1380		340			8
赛汉乌力吉	I	3.6	40	460	0	0	750	1100		500	46		104
	II							1100		500	28		90
巴音都兰	I	4.2	85	0	0	0	470	1000		500	352		444

续表

凹陷	成熟生油岩平均厚度(m)			成熟生油岩 C_{org} 平均含量(%)		
	第一计算层		第二计算层	第一计算层		第二计算层
阿南	740		300	0.0204(10)		0.0123(5)
阿北	0		160	0		0.0211(2)
赛汉塔拉	(K_1b_2上)	(K_1b_2中下)		(K_1b_2上)	(K_1b_2中下)	
	135	615	300	0.0217(3)	0.0111(18)	0.0053
	75	225	0	0.0217(3)	0.0111(18)	0
额仁淖尔	(K_1b_2上中)	(K_1b_2下)		(K_1b_2上中)	(K_1b_2下)	
	450	440	0	0.005(4)	0.0108(3)	0
	60	220	0	0.005(4)	0.0108(3)	0
脑木更	0		280	0		0.0116(2)
			140			0.0116(2)
			110			0.0116(2)
赛汉乌力吉	12		62	0.0172(1)		0.0198(1)
	7		40	0.0172(1)		0.0198(1)
巴音都兰	365		300	0.0414(3)		0.0259(4)

凹陷	成熟生油岩沥青"A"平均含量(%)			成熟生油岩干酪根类型		
	第一计算层		第二计算层	第一计算层		第二计算层
阿南	0.002000(10)		0.001086(5)	Ⅱ		Ⅱ
阿北	0		0.001547(2)	/		Ⅱ
赛汉塔拉	(K_1b_2上)	(K_1b_2中下)		Ⅱ		Ⅱ
	0.00087(3)	0.001261(18)	0.001121			
	0.00067(3)	0.001261(18)	0			
额仁淖尔	0.000247(4)	0.001345(3)	0	Ⅱ型	Ⅱ型	Ⅱ
	0.000247(4)	0.001345(3)	0	65%	35%	
脑木更	0		0.000845(2)	/		Ⅱ
			0.000845(2)			
			0.000845(2)			
赛汉乌力吉	0.001355(1)		0.000329(1)	Ⅱ		Ⅲ
	0.001355(1)		0.000329(1)			
巴音都兰	0.002495(3)		0.001416(4)	Ⅱ		Ⅱ

（2）按凹陷走向也可分作两类，北东东向延伸的凹陷（如阿南、额仁淖尔等）生油层的发育优于北北东向的凹陷（如赛汉塔拉，脑木更、布图莫吉、伊和乌苏等）。

2.生油量测算

用干酪根热降解数学模拟法和沥青“A”法，试算了7个凹陷的总生油量、残余生油量。所有参数见表4-11，计算结果见表4-12。

表 4-12 二连盆地七个凹陷生油量计算结果表

凹陷	阿南	阿北	巴音都兰	赛汉塔拉	额仁淖尔	脑木更	赛汉乌力吉	总计
总生油量 $Q_{总}$	36.58	2.42	20.96	20.30	13.24	2.08	0.47	96.05
残余生油量 $Q_{残}$	27.00	1.00	11.71	13.20	4.94	0.74	0.09	58.68

从表4-12的结果中可以看出：七个凹陷的总生油量共计是96亿吨，说明本区油气资源丰富。

八、二连盆地油气生成的有利和不利条件

1.有利条件

（1）巴彦花群暗色泥岩在各凹陷中普遍发育，其钻井厚度大于1000米的凹陷就有阿南、赛汉塔拉、额仁淖尔、呼格吉勒图等4个。到目前为止，还未发现没有暗色泥岩的凹陷，

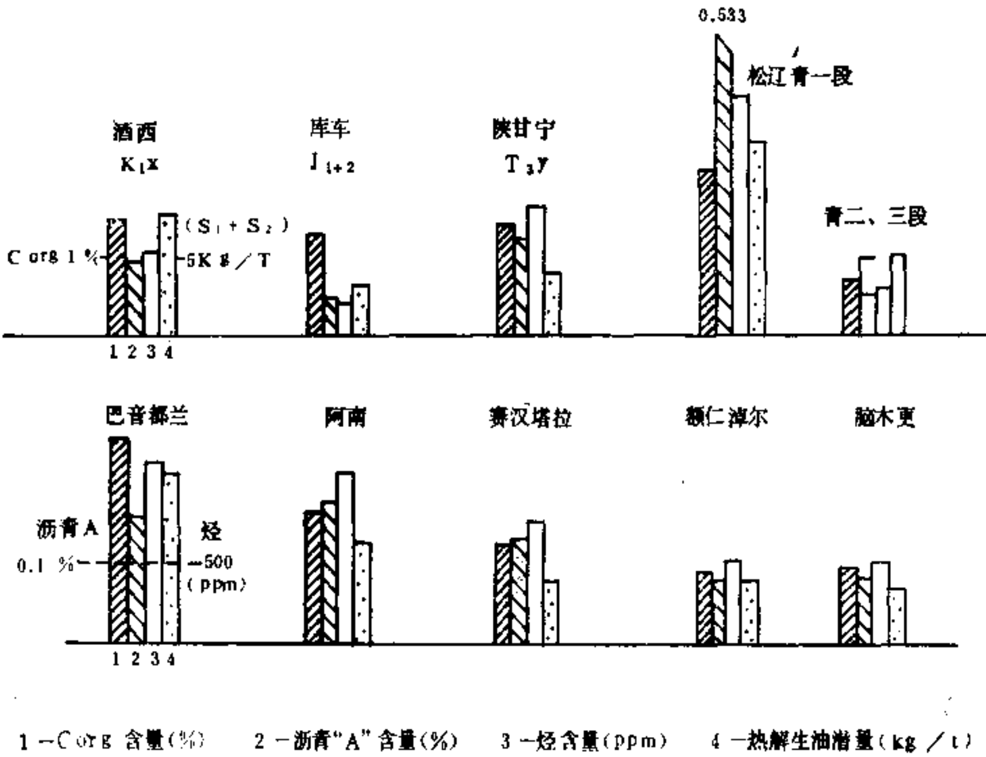


图 4-6 二连盆地五个凹陷巴彦花群生油岩有机质含量与我国其它几个中生代含油盆地主要生油层比较图

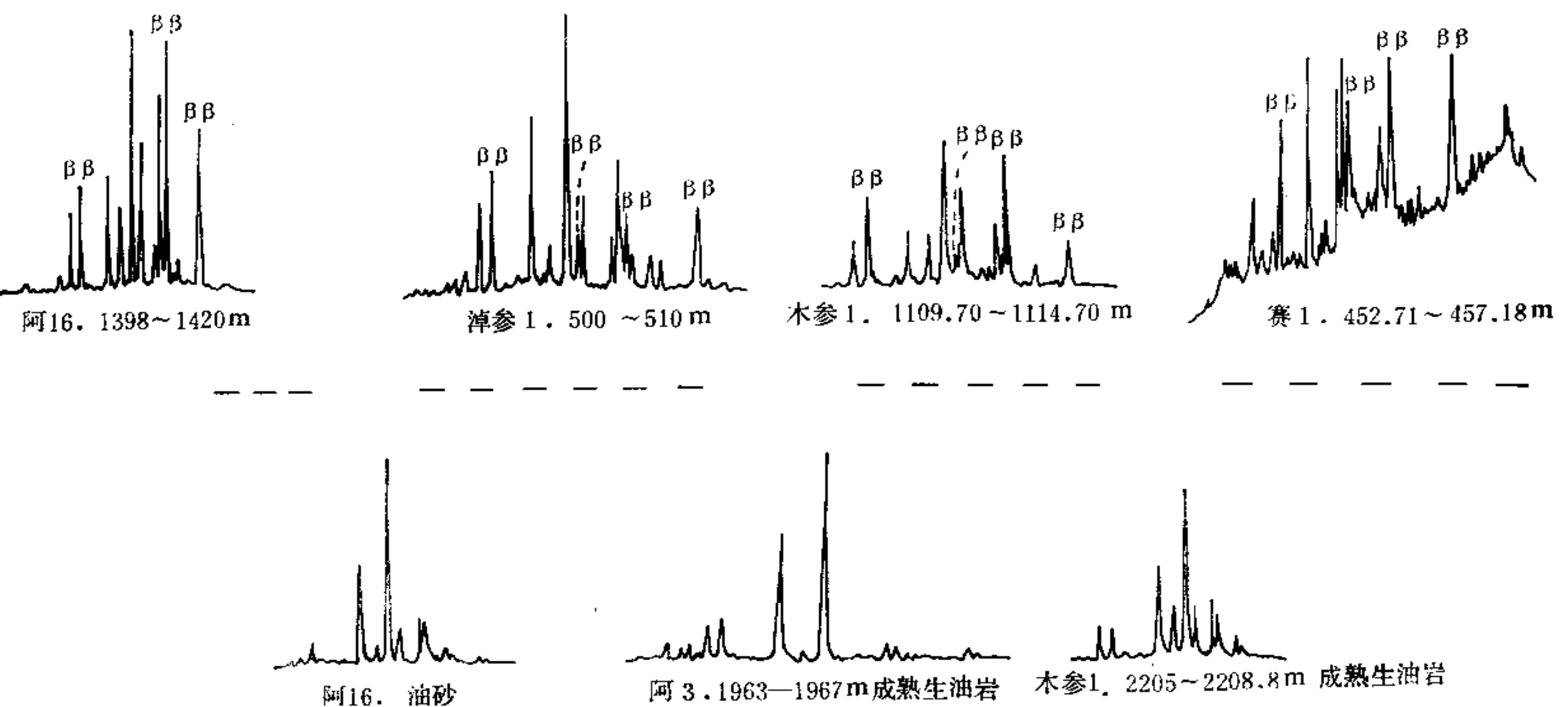


图 4-7 二连盆地巴彦花群未成熟生油岩中的ββ型藿烷

说明具备油气生成的物质基础。

（2）生油层的有机质丰度高，从图4-6的比较中可以看出，除松辽盆地青一段外，二连盆地巴音都兰、阿南凹陷的生油指标均高于其它几个中生代盆地的生油层；赛汉塔拉与它们相近或略高些；额仁淖尔则优于松辽青二、三段及库车侏罗系。

（3）地温梯度高，一般为4℃/100米，最高达6.6℃/100米；成油门限深度浅，一般1250～1700米。

（4）成熟生油层母质好，多属偏腐泥的混合型（II_1）及混合型。

（5）初步计算。七个凹陷的总生油量共96亿吨。另外还有更多的凹陷未进行生油量计算，因此，应当认为盆地的油气资源是丰富的。

2.不利条件

(1) 盆地后期抬升，不利于生油层的成熟。二连盆地大部分地区在巴上组甚至巴中组沉积后即开始抬升。从早白垩世晚期至第三纪长达6000万年至1.1亿年的时期内，没有或仅有200～300米第三系覆盖。暗色泥岩最发育的巴中组中段，始终未埋到或部分未埋到生油门限深度以下，一直处于低温状态。结果是巴中、巴上组泥岩的成熟度甚至低于冀中坳陷只有2200万年历史的东营组未成熟生油岩，如埋深小于800～900米的巴中组泥岩中，普遍发育ββ型霍烷（图4-7），在1000米左右才逐渐消失。这种生物标记物是在热演化程度很低的沉积物中方能保存的。几个凹陷油源对比证明，目前发现油藏的油源来自巴下组或巴中组下段。"中细段"(巴中组中段）有很厚的好生油层却没有成熟。

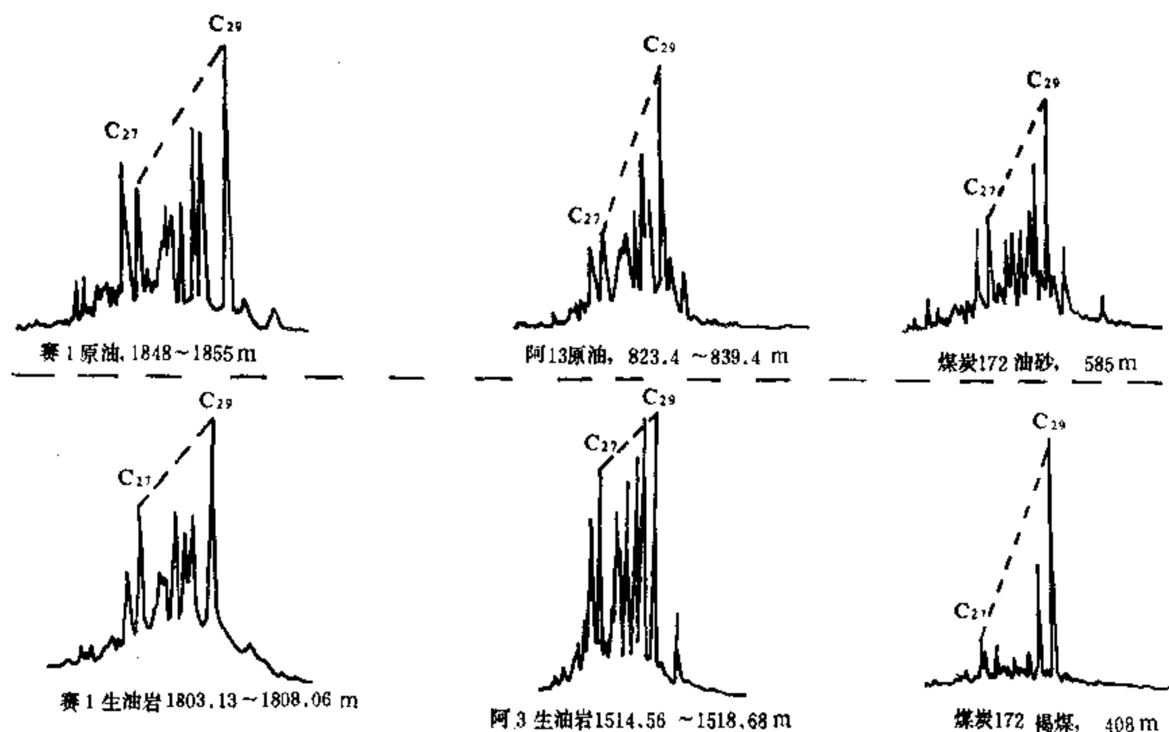


图 4-8 二连盆地生油岩、原油与煤的甾、萜烷色谱图比较

(2) 巴彦花群成熟生油层的母质虽多属偏腐泥的混合型或混合型，但绝大多数是5α-C_{29}（豆甾烷）>5α-C_{27}（胆甾烷），所有原油也几乎一样。原因是其生油母质中介入了较多的高等植物，如孢子、花粉、角质层等富氢组分。虽然其干酪根类型仍属Ⅱ型，但同藻类及低等水生生物为主的Ⅱ型相比，其生油能力是有差别的。二连盆地Ⅱ型生油岩和原油甾烷中5α-C_{29}>5α-C_{27}这一特点，同煤的图谱很为相似（图4-8），暗示着陆源高等植物的输入占有重要地位。在评价其生油条件时，不应忽视。

第五章　巴彦花群沉积环境及储集层

据马尼特坳陷、赛汉塔拉及额仁淖尔凹陷东部区。岩芯观察及分析化验的研究，巴彦花群沉积环境可分为：冲(洪)积扇、河流、滨浅湖砂、砾滩、水下冲积扇和河口水下扇（图5-1）。河口水下扇、滨浅湖砾石滩和淤塞河道沉积环境在本区很发育，对它们的识别和判断有助于区域沉积环境分析。

第一、河口水下扇，它既有水下扇的特征又受河流和岸浪作用的影响，可以见到砾石的定向排列和反映定向水流的层理构造，又有丰富的由炭屑组成的波状、微波状、波状交错层理和变形层理。砾石成分比较复杂，有陆源碎屑又有岸边的泥砾及炭砾。砾石的分选和磨圆均属中等。所有这些均反映出近岸、浅水、缓坡的沉积特征。

第二、滨浅湖砾石滩，它的最大特点是以细砾岩为主要成分的一套水下沉积，以完整韵律层为标志。波浪改造作用十分明显，炭屑发育，波状交错层理频繁出现。砾石成分单一、分选好、磨圆程度高，是本区比较典型的一种沉积环境。

第三、淤塞河道，是下游河流沉积的一种特殊环境。下部为河床砾岩沉积；上部为典型沼泽化的碳质泥岩和煤层沉积，如毛1井在厚度不到5米的岩芯中，从砾岩迅速过渡到煤层，反映出河水断流，河流改道，淤塞河道的沉积特点。

一、马尼特坳陷

1.沉积环境

马尼特坳陷地处二连盆地东北端，走向北东，其南、北与巴音宝力格和苏尼特隆起接壤，长300公里、宽20～40公里。坳陷沉积中心偏于东侧。下白垩统沉积最大厚度达4000米。

巴彦花群沉积期，湖盆经历了一个由分割到统一，最后萎缩解体的发展过程（图5-2）。

(1) 巴下组沉积环境

1)巴彦花群沉积早期地形高差悬殊，分割性强　总的趋势为西高东低。中部有额尔登高毕凸起，将坳陷分成北、中、南三个单元。北部沉积厚500米左右；南部自西而东厚度由200米增至1200～2000米，其东段又为热1、莎1和哈1三个残山分割成四个凹槽；中部为四个大小不一的残山组成的残山带，自西向东倾没，倾没端沉积厚400～600米。残山间低洼处厚度不到200米。

2)湖盆小且分散　湖泊面积912平方公里，仅占坳陷面积的15%，主要分布在南部东南缘洼地和中部残山带凹槽中。共计有塔5井北、锡参1井西、阿5井南、贡1—阿10井和莎1井东等五个湖区，沿湖盆边缘分布着小型砂砾滩和河口水下扇沉积。

3)四个洪积一河流区反映下组沉积时的主要碎屑来源方向　准3—准2井、塔3—锡参3井、毛1—达参1井和阿5井区四个洪积一河流区，均呈扇状和不规则带状由坳陷边缘和凸起向湖区伸延。标明了碎屑物的主要来源方向。

4)东部阿尔善断层开始活动，且伴以火山喷发　如阿2、6、7井和哈6井发现多层玄

武岩。

(2) 巴中组沉积环境

1)湖盆连通，湖侵达到高潮

中组沉积早期，湖水仅限于阿尔善断裂带以南和中央残山带的西、北凹槽中，其余地区则广遭剥蚀，如贡1、锡参1、塔1和准1井均缺失中组下部地层。随着山头的剥蚀，地势逐趋平坦，湖水连片。区内除东北角、西部南北边缘带和中央凸起上几个孤岛之外，全部为湖水淹没。湖泊总面积达7240平方公里，是巴彦花期水域范围最大的时期，也是坳陷内生油层沉积的重要时期。

2)中组沉积时表现出了明显的分带性，自南而北可分为三带 在东部，南带为浅到较深水湖区，中带沿阿尔善断裂带为滨浅湖砂砾滩，沿断裂走向成排分布，北带则为以灰色泥岩为主的浅湖泥坪分布区；在西部，南带为河流沉积，北带以洪积—河流环境为主，中带是中央残山带被湖水淹没后形成的滨浅湖区，较深水湖区位于锡参3区，面积64平方公里。

3)阿尔善断层强烈活动，明显控制中组的分布和岩相变化

断层两侧形成两种截然不同的沉积类型。上升盘，如阿5井，地层薄仅500米，且缺失下部地层，主要为灰色泥岩；下降盘，如阿3井，地层厚达1533米，层次齐全，主要为灰黑色泥岩夹透镜状砂砾岩。断层生长指数高达3.1。

(3) 巴上组沉积环境

1)从毛1井到连参1井的河流沉积区不断向西扩展，与中部的

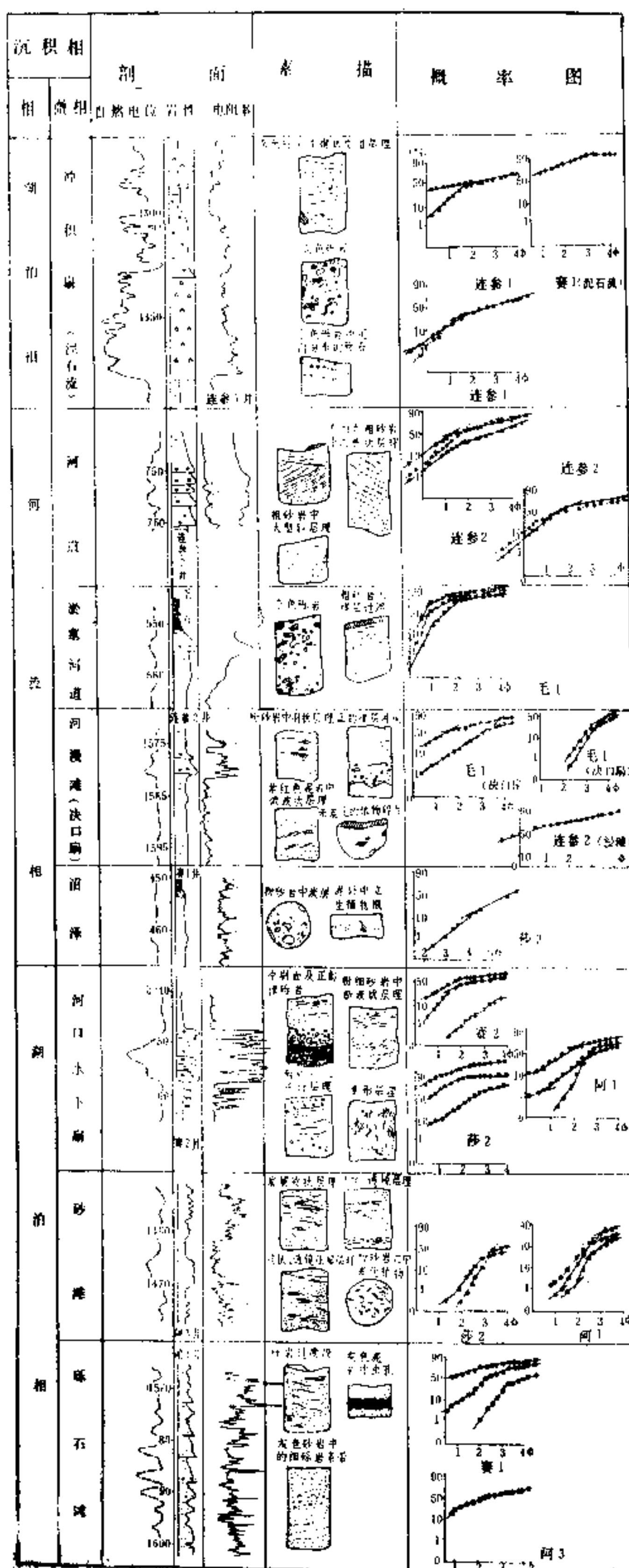


图 5-1 二连盆地巴彦花群综合岩相剖面图

上 组

中 组

下 组

地层缺失线
砂岩等厚线(m)
地层等厚线(m)
湖岸线
相分界线
Ⅰ₁ 滨浅湖
Ⅰ₁² 滨浅湖砂滩
Ⅰ₁³ 滨浅湖砾石堤
Ⅰ₁⁴ 河口水下扇
Ⅰ₁⁵ 浅湖泥坪
Ⅰ₂ 较深湖
Ⅰ₃ 水下冲积扇
Ⅲ₁ 河道
Ⅲ₂ 河漫滩
Ⅲ₃ 沼泽
Ⅳ 洪积扇
主要物源
次要物源

0 16 32 km

图 5-2 马尼特坳陷巴彦花群沉积环境图

阿5井河流沉积区汇成一体。使中央残山为河流沉积区所环绕。

2)西北缘山高崖陡、洪积扇成群、成带分布，形成了准2、塔3及锡参3井区三个洪积扇。

3)湖盆解体，出现大片冲积平原和岸后沼泽区。湖区面积很小，仅残留塔1井西等五个湖区，总面积为1300平方公里，仅占沉积面积的14%。

2.沉积特点

（1）以额尔登高毕凸起为中心构成的西高东低中间隆起的古地貌景观，控制着沉积发育，在沉积剖面上反映出了南北有别东西各异的特点。生物群所反映的是以松、柏类植物为主的森林植被，以及真蕨目草本植物为主的热一亚热带植物群落。

（2）湖侵短、水体浅、湖盆分散。湖侵短是指纵向上湖相沉积时间不长，湖泊环境集中在中组，仅占整个沉积期的三分之一；水体浅是指湖泊以滨浅湖为主，而较深水湖范围仅150平方公里，只占湖水面积的2%（中组）；湖盆分散是指由于缺乏长期稳定的沉积环境，没有形成大型继承性的湖盆。早期区内有5个小湖区，全系浅水湖；中期较深水湖区也仅有两处，范围局限；末期所剩的则是五个湖沼洼地（图5-2）。

（3）近物源、粗碎屑沉积明显。边缘相发育，陆上沉积比重大；沿岸沉积以砾石滩、水下扇和河口水下扇为主，缺乏三角洲沉积；剖面上砂砾岩比重大、岩石成熟度低。

（4）火山活动明显，尤其在下组，火山岩大量出现。在地震剖面上发现，沿阿尔善断裂带分布有一个火山岩群，共计有七个火山岩区，最大的阿6—7井区已为钻井所证实，面积约40平方公里。

（5）三个物源区控制着砂体的展布。巴音宝力格隆起的东北和西南两段以及额尔登高毕凸起，是本区巴彦花群沉积时的三个主要物源区。前者为石炭、二叠纪的变质岩和侏罗纪的喷出岩、碎屑岩分布区；后者为侏罗纪碎屑岩和喷出岩分布区。三个物源区控制着砂体的平面展布，相应地发育了一系列砂体群（图5-2）。

3.三种类型的砂体

本区砂体成因主要有三种类型（表5-1）：

（1）洪(冲)积—河流相型

1)洪积扇砂体　发育在下组，在坳陷西北、东北边缘和凸起的东侧，呈扇形分布。物性一般偏差。规模较大，叠加面积达860平方公里。

2)河道砂体　主要发育在下组和上组，分布在坳陷东北、西北边缘和中央凸起斜坡带上，呈不规则条带状展布。前者以塔2井、连参1井为代表；后者以阿5井河道砂为代表，两种砂体均具有良好的储集条件。

（2）沿岸沉积型

1)滨浅湖砂滩　发育在下、中组，在阿尔善断裂带南侧呈椭圆状平行湖岸成排分布，计有哈1、阿1和阿3井三个滩砂体。其物性好坏取决于粒级大小。细粒级，物性好，孔隙度中值为15%，渗透率平均为72×10^{-3}二次方微米；粉砂级物性差，孔隙度中值为12%，渗透率小于5×10^{-3}二次方微米。

2)滨浅湖砾石滩　主要发育在中组，呈小型椭圆状分布在中央残山带东西两侧的水下隆起区内。最大特点是以细砾岩为主。岩石物性一般较好，孔隙度中值为19%，渗透率平均在128×10^{-3}二次方微米以上。

表 5-1 二连盆地马尼特坳陷巴彦花群砂体数据表

序号	层位	砂体群名称	砂体名称	砂体成因	形态	砂岩 厚度(m)	砂岩 百分比(%)	物性(平均) 孔隙度(%)	物性(平均) 渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	物源区	代表井	备注
1	上组	准2井	准2井 准2井西	洪积扇 洪积扇	扇状 扇状	170 50	51			巴音宝力 格隆起西部	准2井	 推测
2		塔3井		洪积扇	朵状	300	60			巴音宝力格隆起西部	塔3井	
3		锡参3井北		洪积扇	朵状	150						推测
4		准2井南		河流	带状	100						推测
5		塔2井		河流	带状	194	73				塔2井	
6		锡参3井		河流	带状	340	63				锡参3井	
7		锡参1井		河流	带状	252	46				锡参1井	
8		毛1井—连参1井		河流	舌状	220～183	61～46			巴音宝力 格隆起东部	连参1井	
9		阿5井—阿10井		河流	舌状	65～42	55～17			额尔登高 毕凸起	阿5井	
10		宝1井		水下扇	舌状	210～167	39～24			额尔登高毕凸起	宝1井	
11	中组	准2井	准2井 准2井西	扇形 洪积扇	扇形 扇形	318	44			巴音宝力 格隆起西部	准2井	 推测
12		毛1井		河流	舌状	257～185	35～25	29	4.441	巴音宝力 格隆起东部	毛1井	
13		塔3井北		河流	条带状	200				巴音宝力		推测
14		塔1井		河流	舌状	66	20			格隆起西部	塔1井	
15		宝1井		河口水下扇	舌状	255	21			额尔登高毕凸起	宝1井	
16		锡参3井北		河口水下扇	舌状	200				巴音宝力格隆起东部		推测
17		锡参2井—宝1井北	锡参2井 宝1井北	水下扇 水下扇	扇状 扇状	64 150	46			额尔登高 毕凸起	锡参2井	 推测
18		塔3井西		水下扇	舌状	100				巴音宝力 格隆起西部		推测

19		准1井— 准3井	准1井 准3井 准2井东	滨浅湖砾石滩 滨浅湖砾石	椭圆形 椭圆形 椭圆形	50 83 50	8 12				准1井 准3井	推测
20	组	哈3井— 阿3井	哈3井 阿3井	滨浅湖砾石滩 滨浅湖砾石滩	椭圆形 椭圆形	85 271	9 17	21 18	197 <10		哈3井 阿3井	
21		哈1井— 阿1井	哈1井 阿1井	滨浅湖砂滩 滨浅湖砂滩	椭圆形 椭圆形	74 212	7 16	15 11	24 <1		哈1井 阿1井	
22		毛1井		洪积扇	扇　形	128	64			巴音宝力格隆起东	毛1井	
23	下	锡参2井东		洪积扇	扇　形	大于600	大于8			额尔登高毕凸起		推测
24		锡参1井—锡参3井北	锡参1井北 锡参3井北	洪积扇 洪积扇	扇　形 扇　形	200 150				巴音宝力格隆起西 巴音宝力格隆起西		推测 推测
25		塔3井— 锡参3井	塔3井 锡参3井	洪积扇 洪积扇	扇　形 扇　形	约300 190	74			同上 同上		
26		塔5井— 塔1井西	塔5井	洪积扇	扇　形	50				苏尼特隆起		
			塔1井西	洪积扇	扇　形	100				额尔登高毕凸起		
27		准2井— 准3井西	准2井 准3井 准3井西	洪积扇 洪积扇 洪积扇	扇　形 扇　形 扇　形	576 97 150	62 100			巴音宝力格隆起西	准2井 准3井	断块 推测
28		阿5井— 阿1井		河　流	舌　状	573～184	89～62	22	296	额尔登高毕凸起	阿5井	
29		连参1井 —哈3井		河　流	条带状	563～327				巴音宝力格隆起东	连参1井	
30	组	阿1井— 莎2井	阿1井 莎2井	河口水下扇 河口水下扇	小扇形 小扇形	184 96	62 62	19	173		阿1井 莎2井	
31		贡1井— 阿12井	贡1井 阿12井	滨浅湖砾石滩	椭圆形 椭圆形	112 258	59 72				贡1井 阿12井	
32		阿3井		滨浅湖砂滩	椭圆形	227	59				阿3井	

总计　砂体群　32个，砂体　46个（推测14个）。

（3）过渡型

1)水下冲积扇　主要发育在中组，呈小型扇状分布在西北缘陡岸或中央残山的南坡，计有锡参2井、宝1井北、塔3井西三个水下扇。砂体物性较差。

2)河口水下扇　发育在中下组，分布在湖区周边的河流入湖处，计有阿1、莎2、锡参3井北和宝1井等四个。纵向上与河流相过渡；平面上扇根部与河流相伴生。物性因部位而异。孔隙度中值10～13%，渗透率中值<98×10^{-3}二次方微米。

本区共发育砂体群32个，其中下组11个、中组11个、上组10个（表5-1）。

4.储集层条件分析

（1）不同成因砂体的物性差别大

本区储集层具有颗粒粗、成分杂、岩屑含量高、岩屑中凝灰岩块比重大等特点。岩石物性以河道砂较好，滨浅湖砾石滩、河口水下扇砂体次之，滨浅湖滩砂、水下扇砂体优劣兼有，洪积扇砂体最差。

（2）影响储集层物性的因素主要有：

1)机械压实作用　相同成因的砂体其物性随埋深的增加而变差（表5-2）。

表 5-2　马尼特坳陷巴彦花群同类型砂体物性随埋深变化表

砂体成因	埋藏深度(m)	比重	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	代表井	样品块数
河道砂	549～553	1.87	28.0	3922	毛1井	6
河道砂	753～758	2.10	22.6	342	阿5井	16
河道砂	1102～1105	2.19	17.0	8	阿6井	12
滩　砂	829～849		22.7	238	哈6井	47
滩　砂	1550～1644		14.9	19	阿10井	81

2)岩石中岩块的含量和成分的影响，从表5-3中可以看出同一环境的砂层在埋藏条件近似的情况下，岩石物性的变化与其中岩块的总含量关系密切。岩块总含量愈高、凝灰岩成分愈大、硅化愈严重则物性愈差。

表 5-3　马尼特坳陷巴彦花群砂岩物性与岩块成分、含量关系表①

成因	埋深(m)	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	岩块总量(%)	凝灰岩块/岩块总量(%)	镜　下　特　征
滩砂	1582	13.0	1225	37	54	
	1586	16.5	85	57	42.5	石英次生加大凝灰岩块硅化
	1590	15.0	5.3	49.3	50	石英次生加大凝灰岩块硅化
	1600	14.1	0.06	35	45.5	凝灰质蚀变弱

①为哈1井资料，数字均系平均值。

3)构造裂缝

通过对玄武岩取芯发现，原油主要产自裂缝之中。阿7井在井深687.2米至792.2米井段有近于垂直的两组裂缝，以垂直层面裂缝最发育，纵向延伸长达5～6米。裂缝可见宽度

4 厘米，硅质条带宽0.5厘米。在未充填和半充填裂缝中普遍见岢褐色原油。大直径岩芯分析孔隙度为3.57～12.7%。

5.有利相带分布

综上所述可知，在油源条件具备的情况下，良好成油相带区主要分布在：（1）储集层埋藏深度适中，机械压实作用微弱区；（2）远离物源区和火山岩带；（3）次生孔隙和构造裂缝发育区；（4）河道砂、滨浅湖砂、砾滩和河口水下扇砂分布区。据此，划出如下几个有利相带分布区，如图5-3。

（1）阿尔善构造带：面临生油凹陷，有多种沿岸砂体和圈闭叠置，地下水活跃，次生孔隙和构造裂隙发育，是自生自储和上生下储型构造及岩性油藏的有利分布区。

（2）阿南凹陷南坡：处于生油凹陷南侧，是河口水下扇和沿岸滩砂的分布区，是自生自储型地层、岩性油藏有利分布区。

（3）额尔登高毕凸起的东、西缘：分别处于阿南和阿北两生油凹陷的东西两侧，地层向凸起上超覆，有发育的河道和水下冲积扇砂体。次生孔隙和构造裂缝发育，是地层和岩性油藏的有利分布区。

（4）西北断崖带：位于哈邦与塔北凹陷之间，发育有河道砂体、河口水下扇和水下冲积扇砂体。埋藏浅，火山活动弱，是自生自储型岩性、地层油藏的较有利分布区。

二、赛汉塔拉凹陷

1.沉积环境

赛汉塔拉凹陷位于腾格尔坳陷西部（见本篇图3-2），为一北北东走向的箕状凹陷，面积为1930平方公里。巴彦花群厚度为4000米，由粗、细、粗三套岩性组成了一个完整的旋回。

（1）巴下组沉积环境（图5-4）

早期为洪积相，尔后发展成砾石滩、水下扇到滨浅湖沉积。湖区面积仅占凹陷的50%。由东向西逐层超覆。地层在已钻井中厚200米，地震剖面上最大厚度400米。岩性为一套粗碎屑正旋回沉积，下部砂砾岩段具递变层理。砾石成分杂，分选、磨圆极差，泥砂质胶结，砂岩成熟度低。上部为粉、细砂岩与泥岩互层，发育波状交错层理和水平层理，属滨浅湖沉积环境。

（2）巴中组沉积环境

为稳定的浅一较深水湖沉积，湖区面积占沉积区面积的90%，厚度200～400米。岩性以灰、深灰色泥岩为主。底部有滩砂沉积，呈透镜状分布，富含反映浅湖动荡沉积环境的生物化石。砂岩成熟度较高，以岩屑长石砂岩为主。

（3）巴上组沉积环境

湖水收缩，由滨浅湖逐渐过渡到河流相。凹陷古地形仍然是东陡西缓，北低南高。从东到西由湖到河，西部出现大片沼泽洼地。水下扇分布在东部陡崖带，中区有小片滩坝砂，南北两端均被河流相所取代。

沉积剖面中泥岩颜色自下而上由灰、灰绿色变为黄绿色最后出现棕红色。岩性组合分为两个正旋回段，旋回顶部出现多层褐煤及碳质泥岩，上部则以河流相的砂质砾岩夹薄层灰绿色泥岩为主。综合上述，说明了沉积湖盆的收缩、解体和沼泽化。

2.沉积特征

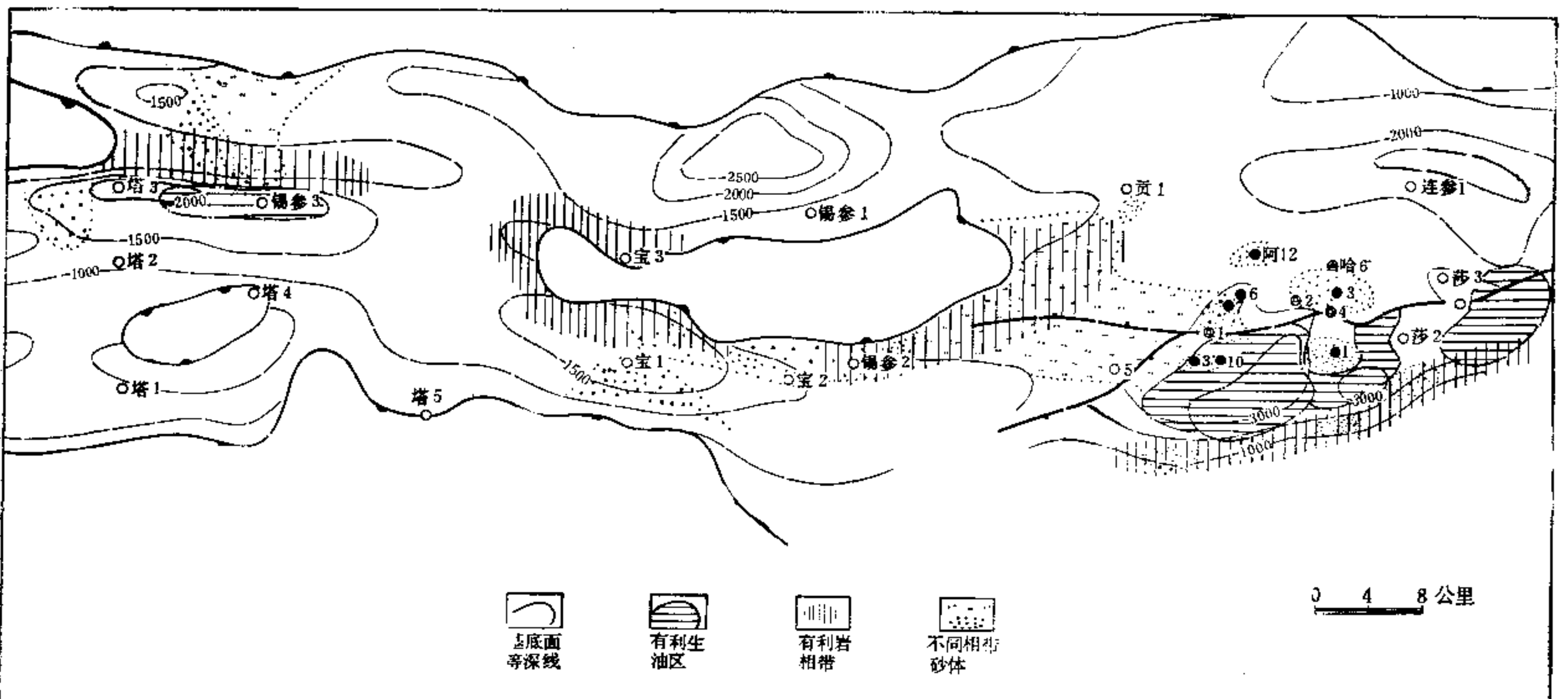


图5-3 马尼特坳陷巴彦花群有利相带预测图

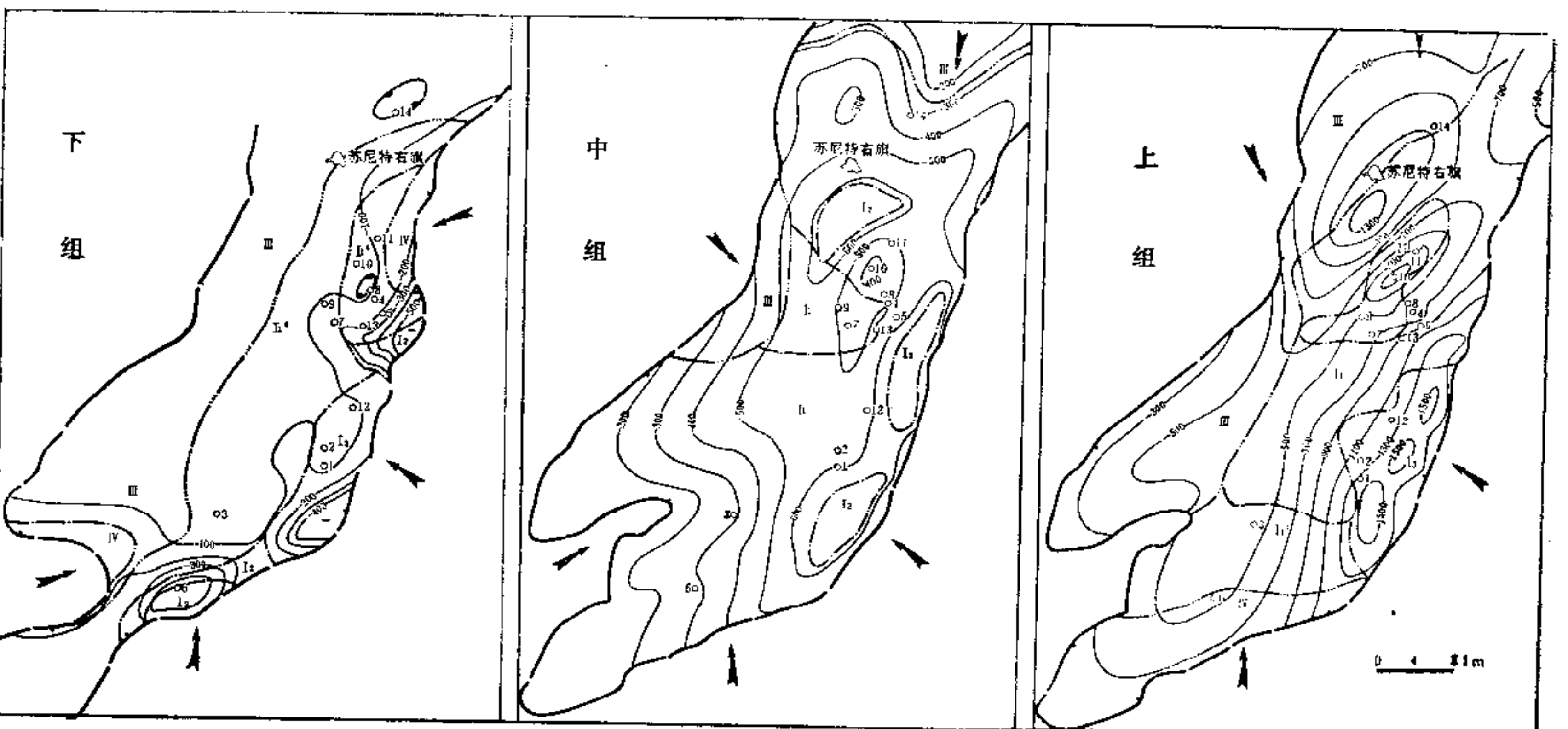


图 5-4 赛汉塔拉凹陷巴彦花群沉积环境图

（本图图例同本篇5-2）

（1）多物源、近物源和粗碎屑沉积特征显著凹陷东南翼为温都尔庙水系造就的大片水下扇堆积，面积约占凹陷的25%。西、北翼的苏尼特隆起水系则以洪(冲)积相和河口水下扇沉积向凹陷中心延伸。

（2）储集层物性变化较大可能是因分选及泥质含量等的变化引起的（表5-4）。

表 5-4 赛汉塔拉凹陷巴彦花群分组物性表

分组	孔隙度(%)			渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)			资料情况
	平均	最大	最小	平均	最大	最小	
上组	18.2				8291	<1	五口井111块样品
中组	18.2						七口井423块样品
	5.9			<1	2366		赛1井11块样品
	20.7			<1	4524		赛4井160块样品
下组	12.8	20.5	5	<1	22		8口井633块样品

3.三种成因的砂体

（1）河流—冲洪积砂体

主要发育在下组沉积早期和上组沉积晚期， 在凹陷的西侧和南北边缘呈半环形分布。

剖面为由砾岩、含砾砂岩、砂岩夹红色砂质泥岩组成的正韵律层组成。物性早期较晚期差，前者砂岩平均孔隙度为14.8%，渗透率小于1×10^{-3}二次方微米；后者平均孔隙度为24.9%，渗透率高达1300×10^{-3}二次方微米。推测其原因是后期陆源区地势平坦，碎屑物搬运期长、分选充分的结果。

（2）沿岸沉积——滩坝砂体

滩坝砂体发育在上组，平面上位于凹陷中部，呈不规则长椭圆形。物性相对较好，平均孔隙度达22.4%，渗透率为42×10^{-3}二次方微米，最大为258×10^{-3}二次方微米。

（3）过渡型——河口水下扇及水下冲积扇砂体

河口水下扇发育在凹陷缓坡带上，在河流入湖口处形成扇状砂砾岩体。早期在东北部、中期在西北部均有分布。砂砾岩体由岸边向湖心伸延。物性较好，平均孔隙度15.9%，渗透率最大达8651×10^{-3}二次方微米。

水下冲积扇，本区较发育，主要沿凹陷东部呈裙边状分布，剖面以暗色泥岩夹正韵律砂砾岩为特征。具水平层理，富含介形类化石。砂体横向变化大，自边缘向湖心砂砾岩层由厚变薄，呈楔状插入。物性变化大，这是有别于河口水下扇的标志之一。平均孔隙度9.4~18.3%。

综上所述，不同成因的储集体，物性差别显著。其中滩坝砂最好，河口水下扇次之，水下冲积扇最差。纵向上以上组最好，下组较差。全凹陷共发现砂体12个，有关数据见表5-5。

4.有利相带分布

表 5-5 二连盆地赛汉塔拉凹陷巴彦花群砂体数据表

序号	层位	砂体群名称	砂体成因	形态	砂岩		物性（区间）		物源方向	代表井	备注
					厚度(m)	百分比(%)	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)			
1	上组	赛6井洪冲积扇	冲洪积	长条状	100±	70~80	6.3~20.5 14.8①	1~22	南部	赛6	51块
2	上组	西部河流相	河流	带状	100~400	20~70	21.6~29.6 24.9①	1~1300	西部北部	赛14	19块
3	上组	赛10井滩坝砂	滩坝	长椭圆形	100±	20~35	6.4~27.0 22.4①	1~258		赛7	15块
4	上组	赛2井水下扇	水下扇	扇形	>500	>50	3.5~23.3 18.3①	24~701	东南	赛2	14块
5	中组	北部河流相	河流	弧形					北部		
6	中组	西部河流相	河流	弧形					西部		
7	中组	赛7井河口水下扇	河口水下扇	舌状	20~50	>30	5.7~24.7 15.9①	1~8651	西部	赛7	123块
8	下组	东南水下扇群	水下扇	多个扇体群	40~90	>50	5~13.3 9.4①	<1	南 东南	赛2	42块
9	下组	赛4井河口水下扇	河口水下扇	扇形	10~50	40~50	10.3~16.9 14.1①	<1	东北	赛4、赛11	24块
10	下组	西部河流相	河流	带状	10~50	10~50			西部		
11	下组	东北冲洪积扇	冲洪积	月牙形	>50	>50			东北		
12	下组	西南冲洪积扇	冲洪积	月牙扇	>50	>50			西南		

①系平均值。

确定有利相带的依据是：1)储集层要面临或位于生油凹陷之中；2)砂泥岩在剖面中的比例适中，一般砂岩占地层厚度40%以下；3)储集层物性相对较好，如滩坝砂、河口水下扇、水下扇的扇中和河道等。符合上述要求的地区，就是有利相带分布区（图5-5）。

（1）中央断裂带北端：处于生油凹陷之中，有发育的滩坝砂体，物性好，是下生上储、上生下储成油组合的构造、岩性油藏有利分布区。

（2）东部断阶带南端：四周为生油凹陷所包围，处于下组和上组水下扇的扇端与扇中之间，砂泥岩比例适中，扇体的上倾部位是岩性油藏的有利分布区。

三、额仁淖尔凹陷东部地区

额仁淖尔凹陷东部地区位于二连盆地乌兰察布坳陷西北部，西北以巴音宝力格隆起为界，东南与赛乌苏凸起相连，面积约800多平方公里。

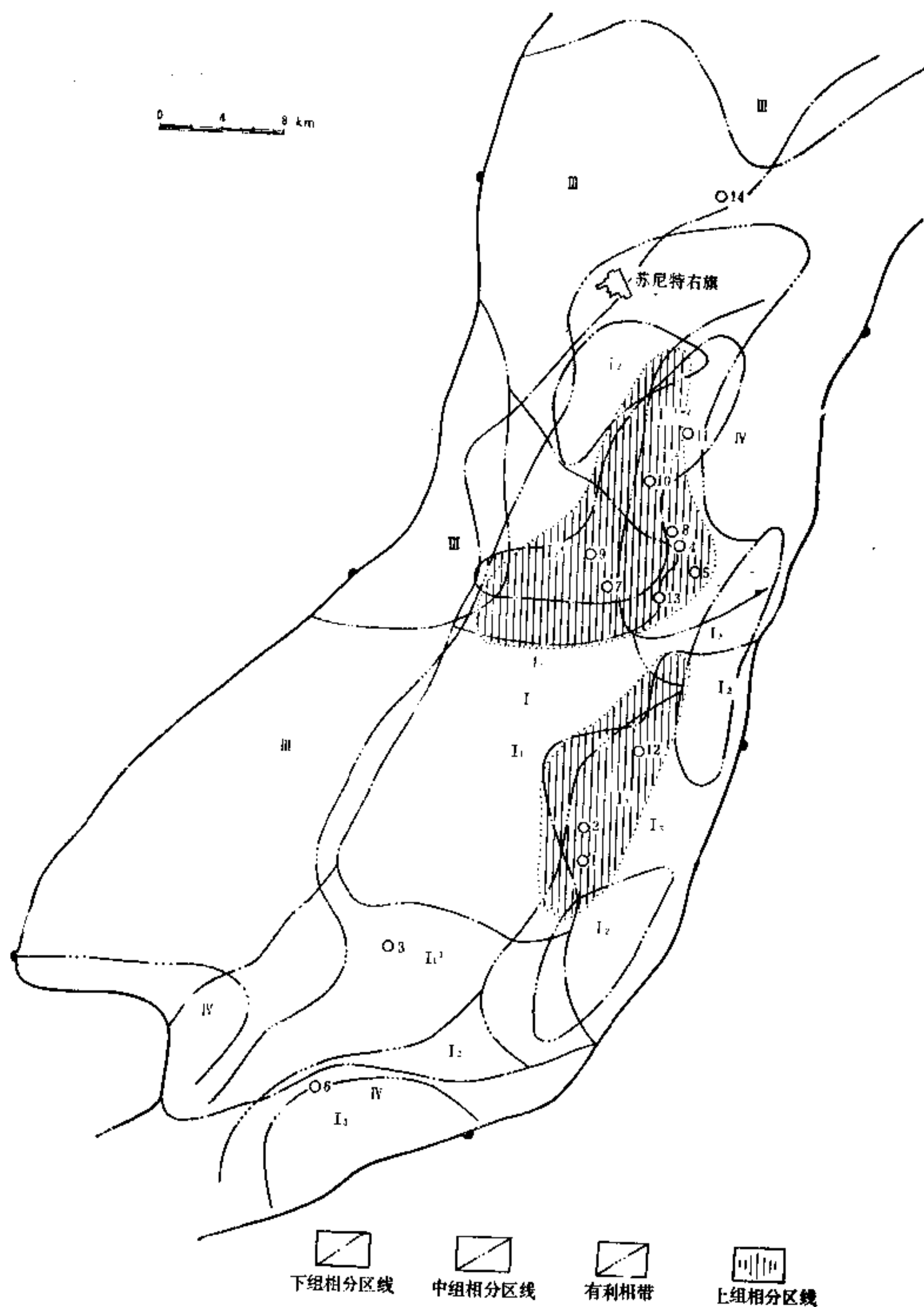


图 5-5 赛汉塔拉凹陷有利相带预测图
（相编号同本篇图5-2）

1.沉积环境

额仁淖尔凹陷是一个主要在巴彦花群沉积中期发展、晚期衰退的凹陷（图5-6）。早期无沉积或沉积局限。构造活动较弱，未见任何角度不整合和火山喷发岩，这是本区沉积的最大特点。

（1）巴中组中下段沉积环境

1)湖相沉积为主，暗色泥岩厚度大　中组下段沉积时，湖盆局限在淖6井以西（图5-6)，面积仅200平方公里。碎屑物质主要来自巴音宝力格隆起西部。淖参2井钻遇水下扇中部，砂岩厚237米，占地层厚度的59%。中组中段沉积时，凹陷整体下沉，但古地形仍为南低北高，以中央隆起带为界，把湖盆分成南、北两个凹槽区。前者包括淖9井凹槽和淖参1井南凹槽，特点是面积大，沉积厚度也大；后者有中央隆起带北侧的两个小凹槽，特点为面积小，厚度薄。代表较深水环境的巴达拉胡女星介在整个剖面中均有分布，说明湖水较深，湖相沉积厚度占地层总厚度的60%。其中暗色泥岩厚度大，如淖9井凹槽厚680米，占地层厚度的72%，淖参1井凹槽厚542米，占地层厚度的65%。

2)物质来源丰富，水下扇及滨浅湖砂、砾滩发育　在凹陷的东、西、南三个方向均有水下扇分布，面积为130平方公里，占湖盆面积的16%。淖参2井钻遇扇中，砂岩厚505米，占地层厚度的48%。淖4井钻遇扇端，为块状砂砾岩夹深灰色泥岩，组成一套完整的韵律层。在中央隆起带周围，水下扇、滨浅湖砂滩和砾石滩成群成带分布，为砂岩或细砾岩与薄层暗色泥岩组成互层。波状交错层理发育，碎屑成分单一，主要为长石、石英。从图5-6可以看出，物源区多，主要有巴音宝力格隆起、赛乌素凸起，物质来源丰富。

总之，中组中、下段沉积时，湖水由西向东推进，水体由浅变深，湖盆从小到大。生油凹槽多，暗色泥岩厚度大。南北分带特征明显，碎屑物质来源丰富，沿岸滩砂成带分布。

（2）巴中组上段沉积环境

中组上段沉积时，中央隆起带全部被湖水淹没，中组上段向隆起带逐层超覆。湖盆面积大，但水体不深，基本为滨浅湖。主要沉积浅灰、灰绿、深灰色泥岩夹砂岩。富含代表滨浅湖环境的柯氏兽花介、优越蒙古介组合。

东、西、南三个方向的水下扇大规模向湖盆中心扩展，面积达200平方公里。地层厚度200～1000米，岩性为大套杂色块状砂砾岩夹薄层绿灰色泥岩，砂岩占地层厚度的40～90%，砾岩占地层厚度的10～20%。

（3）巴上组沉积环境

上组沉积时，南部断层仍在活动，古地形承袭前期特点，仍为南低北高。从残余剖面可以看出，西部河流不断向东扩展，发育了大面积河流相沉积。岩性为杂色砾岩夹棕红色含砾泥岩。湖水收缩到东南部主断层根部，面积仅60平方公里。占凹陷面积的7.5%。湖区东南侧沿大断层根部发育有一系列水下扇群，面积占滨浅湖的30%（图5-6）。

北部为沼泽相分布区，面积为200平方公里。在淖4井，岩性为大段灰绿色泥岩夹五层7米碳质泥岩。

总之，上组沉积时南、中、北三区具有不同沉积环境。从南向北由湖区转为河流区再过渡为沼泽区。

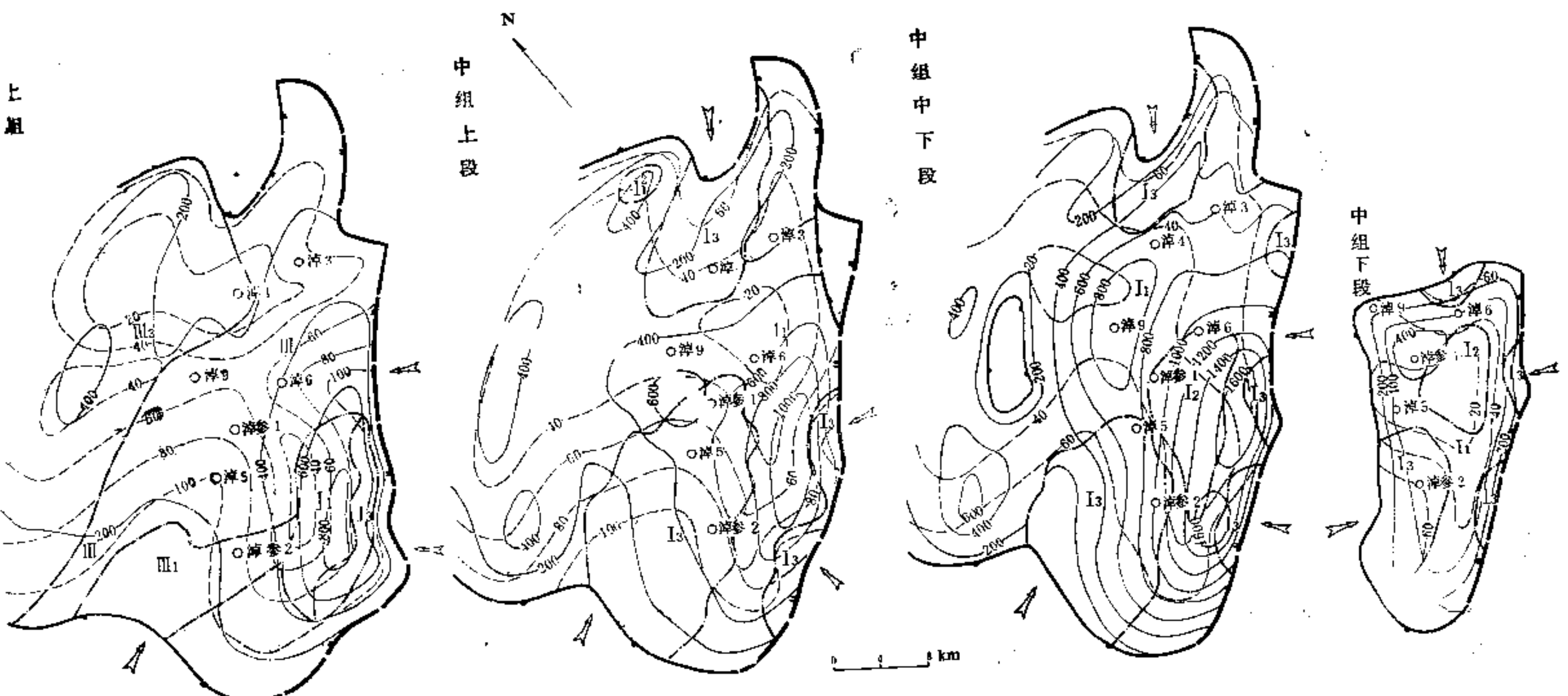


图 5-6　额仁淖尔凹陷东部区巴彦花群沉积环境图

（本图图例同本篇图5-2）

2.沉积特点

(1)在整个巴彦花群沉积期间,南低北高的古地形特征一直贯穿始终。南部凹槽为继承性的湖相沉积区;而中央隆起带则为继承性河流相沉积区;北部凹槽早、中期为滨浅湖相,晚期则主要为沼泽相。

(2)湖水面积大,湖侵时间长,沉积凹槽多。在整个中组沉积时期,湖水一直向外侵漫,湖盆面积不断扩大,水体由浅到深,凹陷稳定下沉,沉积了厚达3000米的湖相地层。这是本凹陷与其它凹陷的显著区别。

(3)多物源、近物源,粗碎屑、快沉积的特点突出。在整个巴彦花群沉积期间,东、西、南三个方向的水下扇长期发育,尤其是西部和南部由于始终是物源区,大量粗碎屑未经长距离搬运,直接堆积在湖盆陡岸。

3.有两种类型砂体

(1)河道砂体

以淖参2井为代表,砂体呈带状,分布在凹陷西侧。

(2)沿岸砂砾岩体

1)滨浅湖砂滩 中组发育,呈不规则椭圆形分布在水下扇前缘和沿岸一带,岩石物性的好坏与粒级的大小有关,细砂级比粉砂级物性好。前者孔隙度一般为21~24%,渗透率为493×10^{-3}~395×10^{-3}二次方微米;后者孔隙度一般为16~20%,渗透率小于5×10^{-3}二次方微米。

砾石滩也发育在中组,砾石体平面也呈椭圆形,物性差,孔隙度一般为15~24%,渗透率多数小于10×10^{-3}二次方微米,少数为$10\sim99\times10^{-3}$二次方微米。

2)水下冲积扇 可分为陡岸型和断崖型,主要分布在东西两岸及南部断崖部位。砂体物性因部位而异。扇中物性最好,孔隙度一般为23~26%,渗透率为99×10^{-3}~987×10^{-3}二次方微米;扇端物性居中,孔隙度一般为14~20%,渗透率为10×10^{-3}~987×10^{-3}二次方微米;扇根最差,孔隙度为13~24%,渗透率多数小于49×10^{-3}二次方微米。

巴彦花群共有砂体28个,计上组2个,中组上段12个,中组中下段14个(表5-6)。

(3)影响储集层物性的因素

储集层物性的好坏主要受砂体成因、埋藏深度、碳酸盐含量和分选性的影响。碳酸盐含量高,孔隙度降低,岩石物性变差。相同成因类型的砂体,埋藏越深,物性越差(表5-7)。

4.有利相带预测

(1)淖9—淖6井一带 该区位于东西两个水下扇前缘部位,滨浅湖砂、砾滩很发育,且面临生油凹陷,砂岩百分比<40%,是自生自储油藏有利分布区,在淖6、9井,已见工业油流(图5-7)。

(2)南部断崖水下扇区 是继承性水下扇分布区。扇端插入生油岩体内,有较好的生储盖组合。

(3)北部斜坡带 为继承性的斜坡,是地层超覆、岩性尖灭最发育的地带,砂岩百分比小于40%,是形成多种类型油藏的有利地区。

(4)西南部中组水下扇区 面积大,靠近生油凹槽,扇中部位储集层物性好。

表 5-6 额仁淖尔凹陷中生界巴彦花群砂体特征表

序号	层位	砂体名称	砂体成因	砂体形态	面积 (km²)	砂岩物性(平均)			
						厚度(m)	占地层(%)	孔隙度(%)	渗透率(×10⁻³μm²)
1	上组	淖参2井	河流	舌状	50	161.5	83		
2	上组	南部水下扇	断崖型	扇形	12	200～300	80～90		
3	中组上段	西部水下扇	陡岸型	扇形	130	150～307	56～90	19.3～30.6	161～1611 ▲①
4	中组上段	东部水下扇	陡岸型	扇形	50	120	40～60		
5	中组上段	ER—253×ER—236②S1km	断崖水下扇	裙边形	8	500	90		
6	中组上段	ER—249×EL—323S1km	断崖水下扇	裙边形	10	550	95		
7	中组上段	EL—230—EL—323N②1km	砾石滩	椭圆形	5	180	85		
8	中组上段	EL—230×EL—59N1.5km	砂滩	不规则椭圆形	7	200	75		
9	中组上段	EL—241×EL—59	砂滩	席状	7	80	35		
10	中组上段	ER—253×EL—59W②2km	砂滩	席状	7	70	40		
11	中组上段	EL—1825×EL—236S1km	砾石滩	椭圆形	4.5	100	30		
12	中组上段	ER—259×EL—59N2km	砂滩	椭圆形	4	80	45		
13	中组上段	淖9井	砂滩	椭圆形	6	70	25		
14	中组上段	淖6井	砂滩	席状	12	80	30	21.2	121

15		西部水下扇	陡岸型	扇形	80	140～400	50～80	15.8～23	304～482 ▲
16	中组	东部水下扇	陡岸型	扇形	30	150	50	9.6	▲①
17		ER—249×EL—323S1km	断崖水下扇	裙边形	8	950	70		
18		ER—253×ER—236	断崖水下扇	裙边形	8	950	70		
19		ER—259×EL—323S0.5km	断崖水下扇	裙边形	4	500	70		
20		淖6井东	断崖水下扇	扇形	4	180	60		▲
21		EL—230×EL—323N1km	砾石滩	椭圆形	5	300	60		
22	中下段	EL—230×EL—59N1.5km	砂滩	不规则椭圆形	7	240	60		
23		EL—241×EL—59	砂滩	席状	7	70	30		
24		ER—259×EL—323N	砾石滩	椭圆形	3	150	60		
25		ER—259×EL—59N2km	砂滩	椭圆形	4	100	50		
26		淖9井	砂滩	席状	6	60	30		●①
27		淖6井	砂滩	席状	12	80～100	40	19.3	133●
28		淖3井	砾石滩	长椭圆形	3.5	120	50	20	●

①●工业油流；▲油浸；▲油斑。

②ER—253×ER—236S1km，ER—253×236为两条地震测线的交点；S1km，指交点之南一公里。N2km，指交点北两公里，W2km，指交点西两公里。

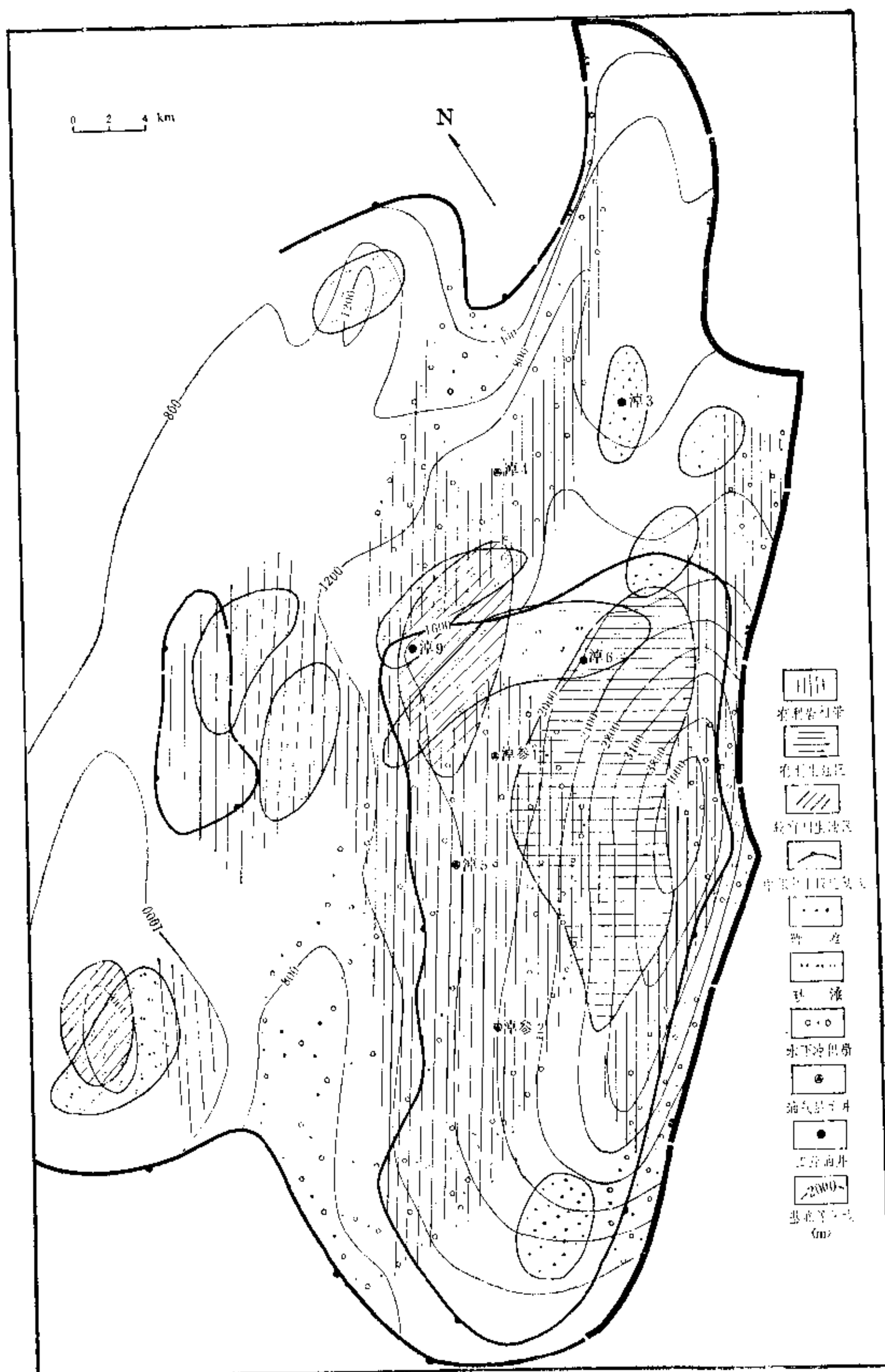


图 5-7 额仁淖尔凹陷巴彦花群砂体分布及有利相带预测图

表 5-7 额仁淖尔凹陷储集层埋深与物性关系表

砂体成因	埋藏深度(m)	孔隙度(%)	样品块次	渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)	样品块次	代表井
扇 中	702.48～827.00	29.5	9	1490	8	淖参1
扇 中	1167.79～1170.62	23	9	482	9	淖参2
砾石滩	402.04～411.82	24.5	18	1089	12	淖参1
砾石滩	736.51～753.93	18.3	10	21	10	淖3
砾石滩	955.54～970.81	16.1	26	20	25	淖5

第六章　几个重点勘探地区的含油性分析

一、马尼特坳陷东部地区

马尼特坳陷东部地区位于二连盆地东北部。东西长70公里，南北宽30～50公里，勘探范围3300平方公里，包括阿南、阿北两凹陷之大部。其中阿尔善构造带面积为650平方公里。

截至1984年底，本区完成了1：20万重力、电法普查；地震测网密度基本达到了1×2公里，局部地区为1×1公里。共完钻探井33口，其中见油斑显示井23口，获工业油流井12口，低产油流井2口，出水井6口，待试井4口，探井成功率41.4%。

经过近几年的勘探，已发现了五个含油构造，证实了有五套含油层系，即巴中组上段，巴中组中段、巴中组下段、巴下组上段及潜山等。储集岩性有砂岩、砾岩、玄武岩、凝灰岩及变质岩；并对三个含油构造进行详探。

1.凹陷特征

（1）北断南超的箕状凹陷

凹陷的发育始终受边界断层的控制，凹陷最深处靠近北部主断层一侧，从而形成了北断南超的单断箕状凹陷。地层在北翼厚，南翼薄，如阿北凹陷巴彦花群下组靠近阿北断层处厚800米，向南在14公里左右缓翼就变薄至0～100米，在地震剖面上北厚南薄现象更为明显。阿南凹陷在沙音乌苏以西也很明显，阿尔善断层根部在巴彦花群沉积期始终为水体最深部位。地层由北向南减薄，如巴中组，在北部的阿3井厚1319.5米，在南翼的阿15井就减薄为733米。阿南凹陷东段类似现象也存在。

（2）凹陷小，斜坡陡，埋藏深

凹陷面积较小，其中又往往分割成若干个小凹槽，如阿南凹陷面积1650平方公里，分为三个凹槽，每个凹槽面积就更小。

由于主断层下降盘大幅度沉降，基岩面倾斜，坡度变陡。如阿南凹陷，从凹陷中心向南沿斜坡不到6公里的距离，基岩面由-3700米升到-700米，高差3000米，坡度角达55°。

基岩面埋藏深度变大。如阿南凹陷最深处为5000米，阿北凹陷最深处为4000米。

（3）凹陷具有继承性

从巴中组上段底界、巴中组底界和巴彦花群底界的三层构造图和巴彦花群沉积环境图分析，明显可看出凹陷沉降中心和沉积中心的一致性，如阿南凹槽，从侏罗纪开始到巴彦花末期，一直是沉积中心，凹槽始终未发生明显的位移，凹陷具有较好的继承性。

2.断层发育特征

本区主要断层有28条，根据断层延伸长度、断距大小，大致可分三级。控制坳（凹）陷边界的Ⅰ级断层有2条；控制二级构造带的Ⅱ级断层有4条；控制局部构造或断块的Ⅲ级断层有22条。所有断层均为北东、北东东走向的正断层，断面倾角45～50°。

断层一般具有同生性质。断裂活动早期强后期弱，相应地断距下大上小，从28条断层

统计数据来看，断开地震反射层$T_3$❶—T_{11}的有12条，断开T_5—T_{11}的有26条，断开T_7—T_{11}的有27条。从断距来看，地震T_{11}反射层断距超过1000米者有11条，T_7断距超过1000米者有4条，T_5断距超过1000米者仅2条，而T_3断距最大仅500～600米，一般为50～200米。上述两个方面的材料，均说明断裂活动是伴随沉积同时进行的。如阿尔善主断层T_3断距0～500米，T_5断距700米，T_7断距500～2100米，T_{11}断距1000～3000米，为早白垩世开始活动的同生断层。断层生长指数最大达到3.6，后期活动减弱（表6-1）。

表 6-1 阿尔善主断层上下盘巴彦花群厚度对比表

层位 厚度(m)	上组	中组		下组			备注
		上段	下段	上段	中段	下段	
上升盘	282	357.5	/	73	152.5	459	参考阿2井厚度
下降盘	348.5	994	325.5	264	960		参考阿3井厚度
生长指数	1.2	2.8		3.6	1.6		

3.局部构造特征

区内已发现的局部构造有六种：1)潜山，如哈南潜山；2)断阶，如阿尔善断阶；3)逆牵引背斜，如阿3逆牵引背斜；4)披覆构造，如阿北、蒙古林、哈南等披覆构造；5)断块，如阿10断块等；6)地层或岩性圈闭，主要发育在古隆起及斜坡区（图6-1）。这些构造有如下特征：

(1)局部构造多与断层有关，主要分布在断层两侧，因此，使局部构造具有一定的方向性。

(2)局部构造面积小，闭合幅度中等。如巴中组底界的34个局部构造中，大于10平方公里的有7个，最大者为阿尔善，面积51.5平方公里，多数为3～5平方公里，最小为2平方公里。巴彦花群底界的27个局部构造中，面积大于10平方公里的有12个，最大的为阿尔善，面积43.5平方公里，多数为4～6平方公里，最小为1.5平方公里。闭合幅度中等，一般为100～200米，最小仅50米。

(3)局部构造发育较早，继承性较好。从巴彦花群底界、巴中组中段及上段底界三层构造图来看，多数局部构造在各层图上都存在或有显示，而且深层构造幅度大，浅层构造幅度小。反映局部构造发育早、巴中组沉积末期发育明显，尔后相对稳定。

4.油源条件

生油研究表明，自下而上有四套主要生油层，即巴上组、巴中组中段、巴中组下段—巴下组上段和巴下组中—下段（表6-2）。其中巴中组中段暗色泥岩厚度大，分布广，在阿南凹陷厚度达千米，占本段地层厚度的90％左右。

生油岩母质类型好，成熟生油岩主要为Ⅱ型；有机质丰度高，有机碳平均含量为1.76％；氯仿沥青"A"为0.1867％，总烃含量为1167ppm。

阿南凹陷总生油量为36.58亿吨，聚集量为1.92～3.7亿吨；阿北凹陷总生油量为2.42

❶ T_3为K_1b_3底界；T_5为$K_1b_2^3$底界；T_7为$K_1b_2^2$底界；T_{11}为K_1b_1底界。

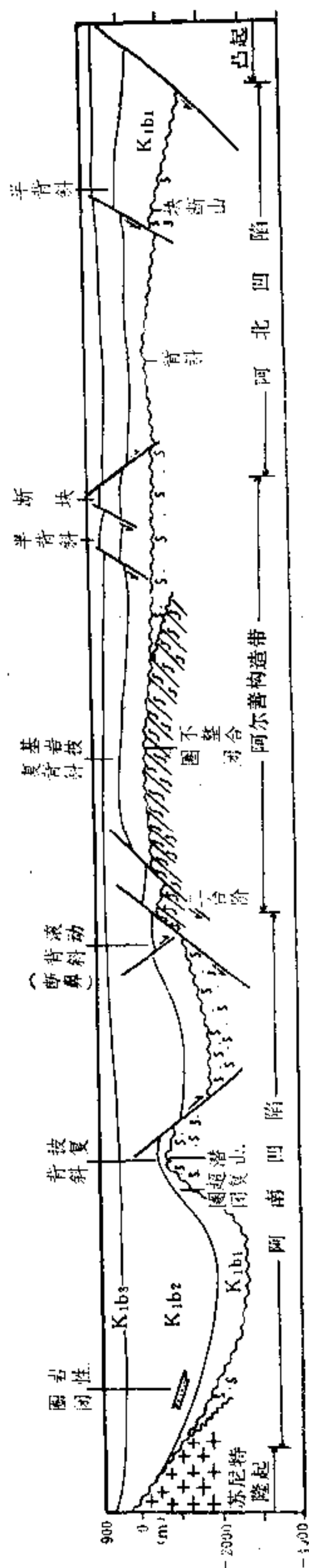


图 6-1 马尼特坳陷东部圈闭模式图

亿吨，聚集量为0.24～0.28亿吨。需要特别指出的是阿北凹陷生油量的计算可能偏低。因为凹陷中部未打井，缺乏资料，现在所用数据是用凹陷边缘井分析资料计算的，显然缺乏代表性。

5.储集层条件

本区巴彦花群砂泥岩间互，储盖组合较好，但储集层物性变化较大，现简要介绍如下。

（1）储集岩类型及储集物性

储集岩有碎屑岩和火成岩两类，碎屑岩中有砂岩和砾岩两种，火成岩中有玄武岩和凝灰岩两种。储集空间有五类，即原生孔隙、次生溶孔、微孔、洞、裂缝（表6-3)。

各组储集岩物性见表6-4。从统计数据看，储集物性较差，而随着储集层位变老，储集物性还有逐渐变差之趋势。

（2）物性在平面上的差异主要受岩性岩相控制

如图6-2所示，巴上组和巴下组在毛1、阿5井一带因处于河道砂砾岩相，因而物性较好，萨2、阿6井区因处于湖沼、沼泽相，所以物性较差。巴中组在阿1、3井及哈1、3、4等井区因处于滩砂相，物性变好。

（3）成岩后生作用改造物性

在整个成岩后生作用中，由于地下水交代、溶解和重结晶、机械压实、压溶和构造力等作用，使岩石物性发生了很大的变化，主要反映在两个方面。

1）压实、压溶作用及次生矿物的产生、析出，使储集物性变差。压实作用的影响最为明显，埋深愈大，压实作用愈强，物性则愈差。

2）溶解、风化、构造力等作用产生次生孔洞、裂缝，改善储集物性。如巴中组岩屑砂岩、混合砂岩中，因地下水的溶解形成了大量的次生粒间溶孔、粒内溶孔、晶内溶孔，因而提高了储集层的储集物性。构造作用产生大量裂缝，表现最为明显的是使玄武岩气孔连

表 6-2 马尼特坳陷东部暗色泥岩厚度表

层位 \ 井号	阿3井		哈1井		连参1井	
	厚度(m)	占地层%	厚度(m)	占地层%	厚度(m)	占地层%
K_1b_3	3.5	2.94	340	71.73	132	38.15
$K_1b_2^2$	1035(断层)	83.13	764.5	100	420	55.74
$K_1b_2^1-K_1b_1^3$	68	14.95	81	76.78	3.5	1.34
$K_1b_1^{2+1}$	73▽	33.18	201.5	78.41	228.5	30.03

表 6-3 马尼特坳陷东部地区储集岩及储集空间类型

层位		储集岩类	储集空间类型	
下白垩系巴彦花群	K_1b_3	砂（砾）岩	原生孔	粒间孔
	$K_1b_2^2$	砂岩	次生溶孔	粒间溶孔，粒内溶孔，晶内溶孔
	$K_1b_2^1$	砂岩	微孔	铸模孔，结晶高岭土晶间微孔
	$K_1b_1^3$	玄武岩	洞，裂缝	玄武岩气孔、裂缝 粒间孔，粒间溶孔
	$K_1b_1^2$	砂（砾）岩 砂（砾）岩		
	$K_1b_1^1$	砂（砾）岩		
J_3xn		凝灰岩	裂缝	构造裂缝

表 6-4 马尼特坳陷东部地区储集岩物性纵向变化表

层位		孔隙度（%）			井数/样品数	渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）			井数/样品数
		最大	最小	一般		最大	最小	一般	
下白垩系巴彦花群	K_1b_3	31.7	22.1	25	5/21	7988	1	15	5/18
	$K_1b_2^2$	28.8	4.3	10	4/18	2919	4	100	4/15
	$K_1b_2^1$	28.5	5.1	15	7/429	175	1	100	7/409
	$K_1b_1^3$	19.6	3.6	<20	6/210	214	1	49	6/195
	$K_1b_1^2$	27.6	3.3	22	3/53	304		49	3/49
	$K_1b_1^1$	21.2	3.2	<10	4/50	71	<1	5	4/36
J_3xn		21.8	0.77	<5	3/23	4	<1	<1	3/17

通，大大改善了储集条件。如阿7井有效孔隙度为10.5%。肉眼观察玄武岩岩芯，溶洞直径最大为7厘米，缝宽3～5毫米。在洞、缝、孔中均见到原油。凝灰岩经过构造、风化作用也产生次生孔隙，如哈南潜山的哈1井凝灰岩段，有效孔隙度为4.1～4.7%，岩芯观察裂缝线密度33条/10cm，缝宽0.2～0.5毫米，电测解释（1636.4～1796米井段）Ⅰ＋Ⅱ类

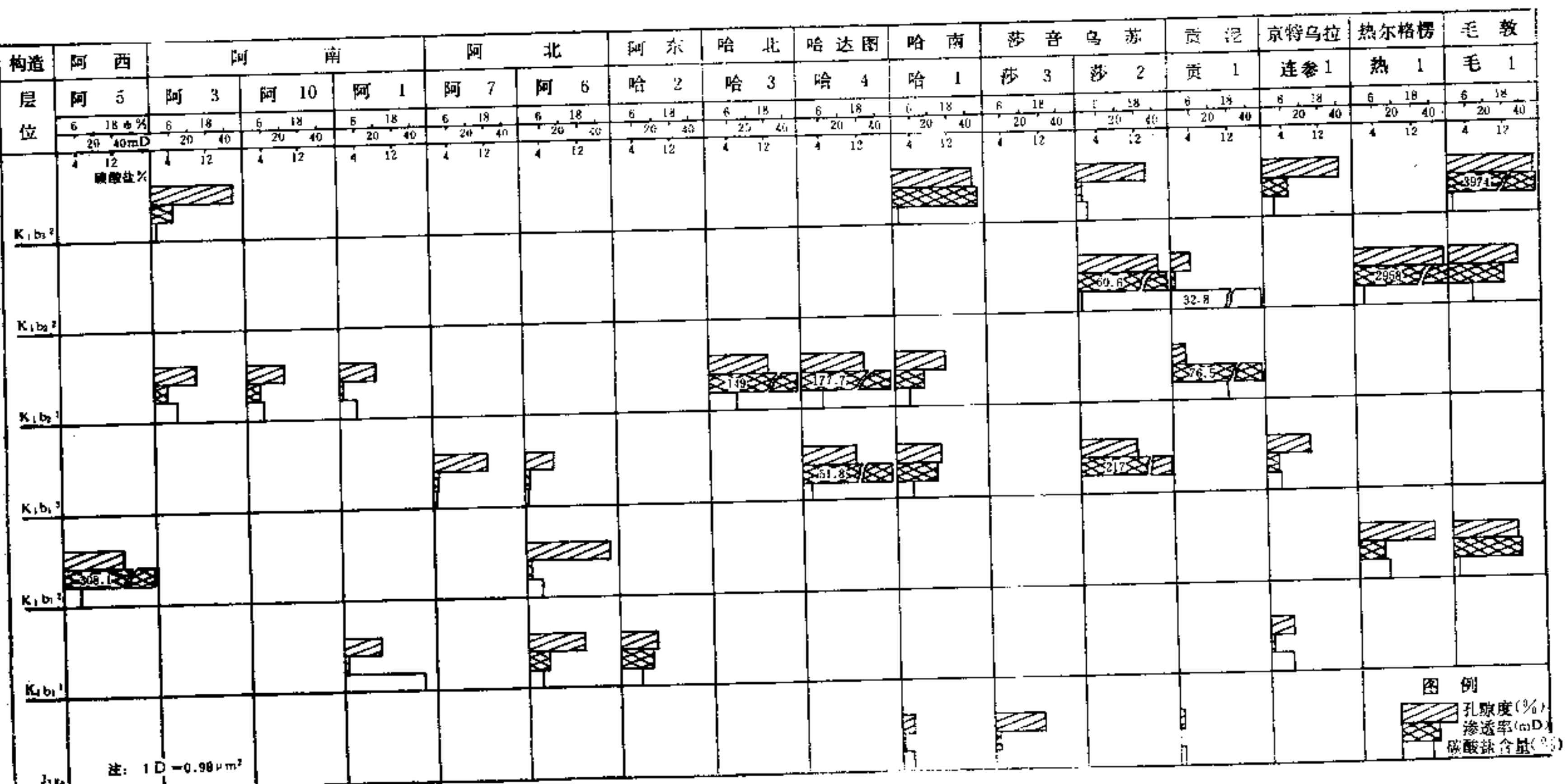


图 6-2 马东地区储集层特征图

裂缝段38层厚71米，占地层厚度的47％。在钻井过程中有泥浆漏失，最大漏速达2.25米^3/小时。萨音乌苏潜山，凝灰岩裂缝也相当发育，萨3井有效孔隙度达19.2～21.8％。

6.油气聚集条件

（1）多油源层、多供油方式及多种圈闭类型，形成了多层系、多油藏类型的复式油气聚集带。

区内已成熟的生油岩有巴彦花群中组中段、中组下段—下组上段及下组中、下段。油源对比表明，区内成油组合主要有两种类型，第一种是自生自储组合，这种成油组合的特点是储集层夹于生油层之中，或者紧邻生油岩，油气运移距离短，油藏多位于生油凹陷之中或其周边；第二种是上生下储组合，油气通过断层、不整合面及渗透层进行侧向和纵向运移，油藏多在非生油区，如阿尔善断层的上升盘高部位形成各种类型油气藏。这种成油组合油气运移的距离比较远，如阿12井距生油中心有15公里。两种成油组合在阿尔善断层两侧形成了不同层系、不同类型的一系列油藏，组合成一个复式油气聚集带（图6-3）。

（2）具备较好的保存条件

原油物性与冀中坳陷饶阳型原油近似，与大庆油田同层位原油相比也相差无几。远离油源层的阿12井原油物性与处于生油凹陷中的阿3井原油物性相差也并不悬殊。从这些特征来看，本区具有较好的保存条件（表6-5）。

本区地层水不活跃，日产水量最高仅50立方米。油层一般不含水，地层水属于弱交替低矿化度的$NaHCO_3$型。在坳陷边缘区（如莎音乌苏）及古隆起区（如阿北等地区）总矿化度较低，一般为1756～2358.9毫克/升；而在生油凹陷中心（如阿尔善地区），总矿化度较高，为5797毫克/升；这可能与原生沉积水有关。目前尚未发现强烈的地下水循环特征，这也是构成保存条件好的原因之一（表6-6）。

7.油藏类型及评价

目前已发现的油藏类型，有背斜油藏（阿北）、半背斜—岩性油藏（蒙古林）、滚动背斜油藏（阿尔善）、断块油藏（阿10井）和潜山风化体油藏（哈南）。

马尼特坳陷东部地区包括毛敦、马新、莎音乌苏及阿尔善等四个构造带及阿南斜坡（图6-3）。通过对其石油地质特征和油气聚集条件的分析，认为阿尔善断裂构造带和莎音乌苏构造带为有利油气聚集的构造带，阿尔善构造带面积650平方公里，莎音乌苏构造带面积315平方公里；阿南斜坡、马新构造带含油性次之。阿南斜坡面积140平方公里，马新构造带面积380平方公里；毛敦构造带含油性最差，面积120平方公里。

二、赛汉塔拉凹陷

赛汉塔拉凹陷位于腾格尔坳陷西端，南北两侧分别为温都尔庙隆起和苏尼特隆起。为一个北北东走向的单断凹陷，面积2300平方公里。陡翼位于东侧，巴彦花各组由南东向北西超覆。

自1978年开始进行地球物理勘探到1984年底止，共完成地震测线156条，凹陷中部和东部测网密度达到1×1公里。凹陷内分为东部挤压构造带、中部断裂潜山构造带和西部斜坡带（图6-4）三个构造单元。在区内已发现潜山20个，面积49.1平方公里；巴中组底面构造56个，面积142.9平方公里。

截至1984年底，本区共完钻探井18口，总进尺30400米，获工业油流井3口，低产油流井4口，含油断块3个，含油层位有赛1油层（K_1b^3）、赛4油层（$K_1b_2^1$）、阿3

表 6-5 二连盆地两个坳陷区原油性质对比表

地区或构造		井号	层位	井段 m	原油物性 比重 (20°C)	粘度 (50°C)	凝固点 (°C)	胶+沥 (%)	含蜡 (%)	含硫 (%)	初馏点 (°C)
腾格尔坳陷	赛汉塔拉	赛1	K_1b_1	1848～1855	0.8750	55.19	38	23.33	21.4	0.2	119
马尼特坳陷东部	蒙古林	阿12	$K_1b_1^3$	767.2～791.2	0.8949	77.88	23	36.29	9	0.09	112
	阿北	阿2	$K_1b_1^3$	675～697.4	0.8872	37.91	23	29.93	12.80	0.08	130
	阿南	阿3	$K_1b_2^1$	1422.6～1425	0.8793	24.7	25	24	17	0.137	128
	哈南	哈1	J_3xn	1656.4～1778.0	0.8799	55.86	29	20.35	13.75	0.109	170
	巴音都兰	巴1	$K_1b_2^1$	1193～1204.4	0.8963	221.53	26	41.18	12.[illegible]2	0.26	94
大庆		喇72	葡萄花油层		0.870	32.3	24	20.8	21.2	0.06	
冀中		任11	Jxw	2636.0～2796.11	0.8798	35.21	33	14.9	22.9	0.26	142

地区或构造		井号	层位	井段 m	原油组成 饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	饱和烃/芳烃	样品
腾格尔坳陷	赛汉塔拉	赛1	K_1b_1	1848～1855	62.62	21.21	15.26	5.78	2.95	原油
马尼特坳陷东部	蒙古林	阿12	$K_1b_1^3$	767.2～791.2						
	阿北	阿2	$K_1b_1^3$	675～697.4	51.58	18.05	19.80	5.99		原油
	阿南	阿3	$K_1b_2^1$	1422.6～1425	68.13	14.12	17.59	2.39	4.83	油砂、抽提物
	哈南	哈1	J_3xn	1656.4～1778.0						
	巴音都兰	巴1	$K_1b_2^1$	1193～1204.4						
大庆		喇72	葡萄花油层		57.1	24.8	18.1		2.30	原油
冀中		任11	Jxw	2636.0～2795.11	55.94	18.17	15.97	7.71	3.08	原油

油层（$K_1b_1^1$—b_1^3）和潜山含油层等四个层位。

1．凹陷特征

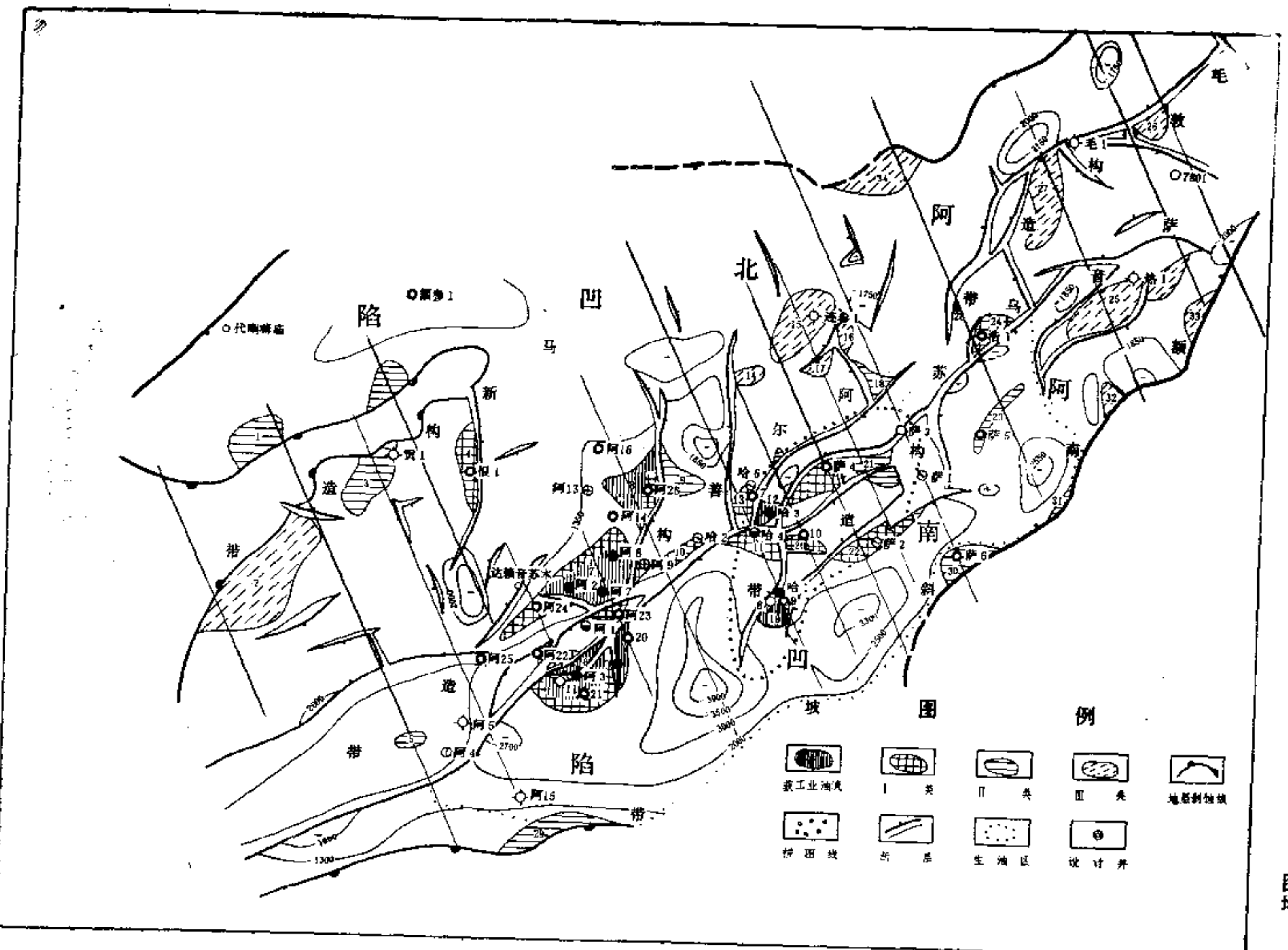


图 6-3 马尼特坳陷东部地区综合评价图

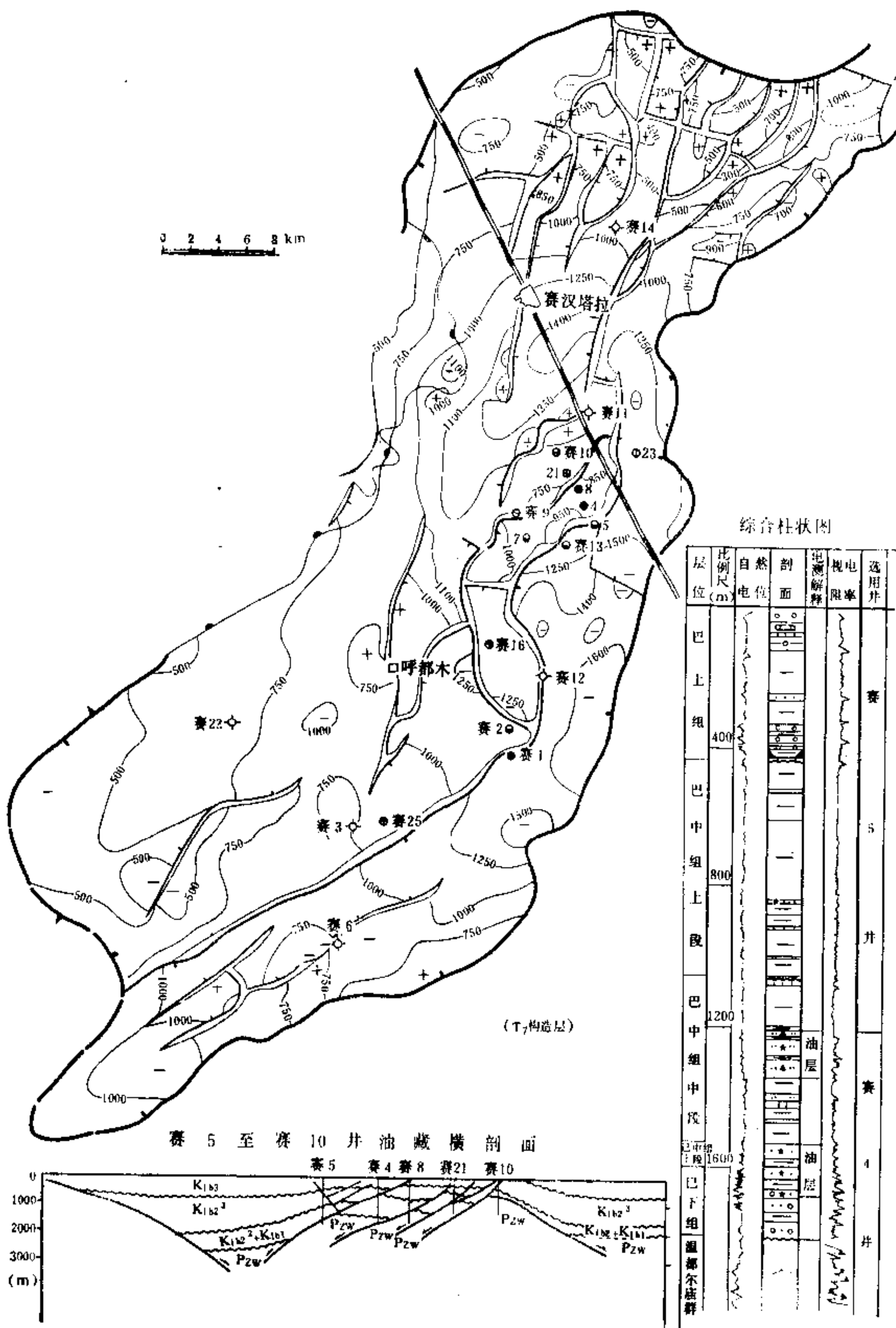


图 6-4 赛汉塔拉凹陷构造综合图

表 6-6　马尼特坳陷东部地区地层水性质表

井区	阿北			阿东			阿尔善			哈达图			莎音乌苏		
	总矿(mg/l)	氯根(mg/l)	水型	总矿(mg/l)	氯根(mg/l)	水型	总矿(mg/l)	氯根(mg/l)	水型	总矿(mg/l)	氯根(mg/l)	水型	总矿(mg/l)	氯根(mg/l)	水型
K_1b_3													1756～2227	530～710	$NaHCO_3$
K_1b_2				3238	262	$NaHCO_3$	5797	2527	$NaHCO_3$	4713	219.8	$NaHCO_3$			
K_1b_1	2358.9	324	$NaHCO_3$							2956	206	$NaHCO_3$			

赛汉塔拉为早白垩世沉积断陷。下白垩统巴彦花群自东向西沉积超覆。下白垩统最大厚度为4000米。以砂砾岩、泥质岩沉积为主，夹少量火山岩、碎屑岩、碳酸盐岩和煤层。有关分层及岩性特征见本篇图2-2。

2．油源条件

本区生油层成熟门限深度为1500米，中组中下段均已成熟，为本凹陷主力油源层。成熟生油岩累计厚度1050米，生油岩分布面积380平方公里。生油岩有机质丰度高，有机碳含量为1.3%，沥青“A”为0.1352%，总烃822ppm。总生油量20.3亿吨，聚集量为1.42～2亿吨。

3．储盖组合及储集物性

区内巴彦花群可分为四套储盖组合：

（1）中组上段为砂、砾岩与泥岩交互层，储盖组合多，储集层发育，盖层稳定。本段厚度大，最大厚度为1300米。底部已发现赛1油层，赛5、12、13井见油浸油斑。

（2）中组中段储盖组合，分布局限，目前仅见于赛4井区和东部沉降带南端的赛6井。储集层为中组中段泥质岩段中的砂、砾岩夹层，即赛4油层。赛4、8井分别获工业油流，赛5井获低产油流。

（3）中组中段—下段储盖组合，盖层为中组中段底部及下段顶部的泥质岩段，连续厚度达100～350米。储集层为在其下部的砂砾岩，储集岩单层厚度1～10米，横向分布也较稳定，为本区最佳储盖组合。赛4井日产原油14.5立方米，赛7井获低产油流。

（4）下组储盖组合，由多种储集岩类与泥质岩组成。储集岩主要为砂岩、砂砾岩及凝灰岩和玄武岩。盖层主要为灰、绿、红色泥质岩和砂质泥岩。目前本组合的钻探程度较低，尚未见油气显示。

潜山储集岩为变质岩及花岗岩，储集空间以裂缝为主。赛8、25井在温都尔庙群片岩裂缝中见油斑，赛10井于片岩中有稠油和天然气。因此，以基岩为储集层、下白垩统巴彦花群为盖层的储盖组合也应成为本区重要的储盖组合之一。

对前三套储盖组合的储集层物性已作了不少的分析化验。其中以赛4油层较好，阿3油层较差（表6-7）。

4．油气分布特点

（1）中组中下段为主要含油段

如前所述巴中组中下段既是有利油源层，又是有利储盖组合段，具有优越的成油条件，

表 6-7 赛汉塔拉凹陷储集岩物性数据表

油层	有效孔隙度(%)		渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)		泥质含量(%)	碳酸盐含量(%)	样品块数
	一般值	最小—最大	一般值	最小—最大	一般值	一般值	
赛1油层	3～15	2.5～30	<1～16	<1～5921		13.4～22.8	88
赛4油层	20～30	5～34	<1～296	<1～622	10～50	<1～7	139
阿3油层	10～20	8～25	<1～59	<1～365	10～60	1.5～10	183

因此钻探成效也比较高。如在有油气显示的14口井中，有12口井集中在本段，占总显示井数的85.7%。3口工业油流井中产自本段的有两口；4口低产油井中，本段占3口。

（2）赛汉塔拉凹陷东部深凹槽区及其毗邻地区油气富集。

东部深凹槽区是凹陷的沉降中心，也是生油中心（图6-5），据测算本区的生油量及资源量均占整个凹陷的70%以上。

（3）邻近生油凹陷的同期圈闭有利于油气聚集

本区构造定型于巴中组沉积末期，与生油期基本吻合，这是东部沉降区及其毗连地区的各类圈闭油气聚集的有利条件。

三、额仁淖尔凹陷

额仁淖尔凹陷位于内蒙古自治区乌兰察布盟。北部紧靠中蒙边界，东北端连接二连浩特和集二铁路。

该凹陷在区域构造上处于乌兰察布坳陷西北缘，南北两侧为巴音宝力格隆起和赛乌苏凸起、阿尔善特凸起所夹持，为一向西南收敛、向北东展开的狭长凹陷，面积约1800平方公里。目前勘探工作主要集中在东北部的凹陷主体部位，工区面积600平方公里。

在完成1:20万航空磁力、电法勘探和1:50万重力普查勘探的基础上，凹陷目前已完成地震测线30条，长1000公里。大部分地区测网密度为1×2～2×4公里，局部已达到1×1公里。

截至1984年底，全凹陷共计完钻探井9口，每口井均取芯，取芯进尺337.73米，芯长306.21米，平均收获率为90.7%。

凹陷内发现巴中组底面局部构造32个，目前已经钻探4个，其中两个构造获得了工业油流。

通过几年来的勘探，证明本区含油范围广泛，完钻的9口井中口口见到油气显示，显示井段最长可达1500米（淖参1井）。目前已有工业油流井3口。并证实巴中组下段为主要油源层，含油层系有巴中组上段、巴中组中段、巴中组下段、巴下组及潜山。其中巴中组中段为主力含油层系，目前的产油层均属此段。

1．凹陷的结构与构造

本凹陷为南断北超的单断箕状凹陷，东南侧主断层下降盘沿断层线附近基岩埋深可达4000米。西北翼则为平缓斜坡，地层逐层超覆（图6-6）。

（1）断层发育特征

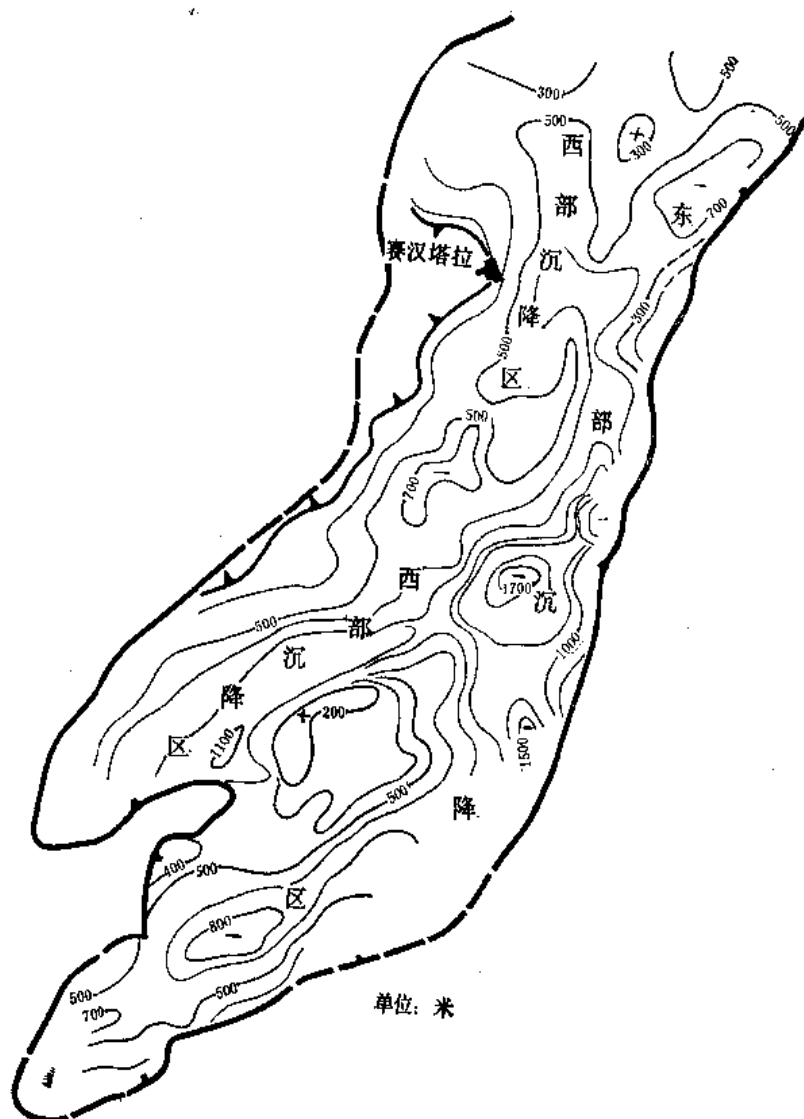


图 6-5 赛汉塔拉凹陷巴中组中段—巴下组等厚图

在工区600平方公里的范围内，按巴中组底界构造图统计，计有大小断层近70条，面密度为0.12条/平方公里。断层走向有北北东、北北西、北东东和北西西等四组，其中北北东一组延伸远、切割层位多、断距大，因此在构造带的形成、油气的聚集等方面控制作用明显。断层形成于巴中组沉积末期，仅控制巴上组沉积厚度。

（2）构造特征

凹陷内可划分为淖东向斜带、中央断裂潜山构造带和淖西断阶带三个构造带(图6-7)。

1）中央断裂潜山构造带　东、西两侧分别以淖6—淖参2断层和淖9断层为界，长40公里，宽5～6公里，面积240平方公里。是在巴中组沉积末巴上组沉积前形成的(图6-6)。构造带两翼的对倘断层使构造带轴部形成地堑。构造带包括两个鼻状构造和一个背斜构造。

2）淖西断阶带　位于淖9断层以西，宽5～6公里，长23公里，面积140平方公里。该带的特点是有一系列与凹陷边界平行的断层，地层节节下掉，形成阶梯状。

3）淖东向斜带　位于淖6—淖参2断层以东，面积240平方公里。该带构造形态比较

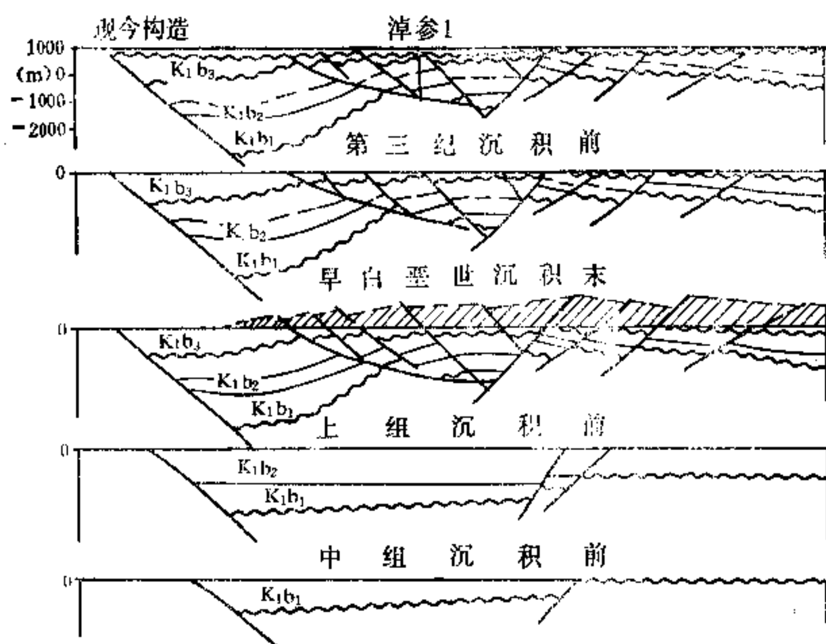


图 6-6 额仁淖尔凹陷构造发育剖面图

简单，在主断层根部形成两个凹槽，分布着两排构造。

以上三个构造带均以断层分界，呈北北东向长条形展布。

本区构造形成晚，各局部构造均于巴上组沉积前形成。各层构造上下吻合，在类型、幅度大小等方面也很相似。由于断层众多，地层破碎，局部构造面积和闭合幅度均较小（表6-8）。

表 6-8 额仁淖尔凹陷局部构造数据表

构造层	圈闭总数(个)	圈闭面积(km^2) 一般	$T_7>2.0km^2$ 个数	$T_{11}>1.5km^2$ 占总数%	最大	闭合幅度(m) 一般	>100 个数	>100 占总数%
T_7	32	1～2.0	5	15.6	5.5	50～100	3	9.4
T_{11}	19	0.5～1.5	7	36.8	10.0	50～100	4	21.1

2．油源条件

凹陷中暗色泥岩发育，成熟门限深度为1450米，成熟生油岩有巴中组下段及中段下部，成熟生油岩面积400平方公里，总生油量13.2亿吨，资源量1.3～1.7亿吨。

3．储集层特征

本区沉积稳定，砂体分布规律性强。其主要特点是：

（1）西南部砂岩厚而粗，东北部薄而细

巴中组下段到巴中组上段各时期砂岩都是西南部厚度大，向东北部减薄。如巴中组下段，在西南部淖参2井砂岩厚度为232.5米，向东北到淖6井区则减薄至127.0米；巴中组上段砂岩淖参2井厚398.5米，而淖6井却仅有44.5米。

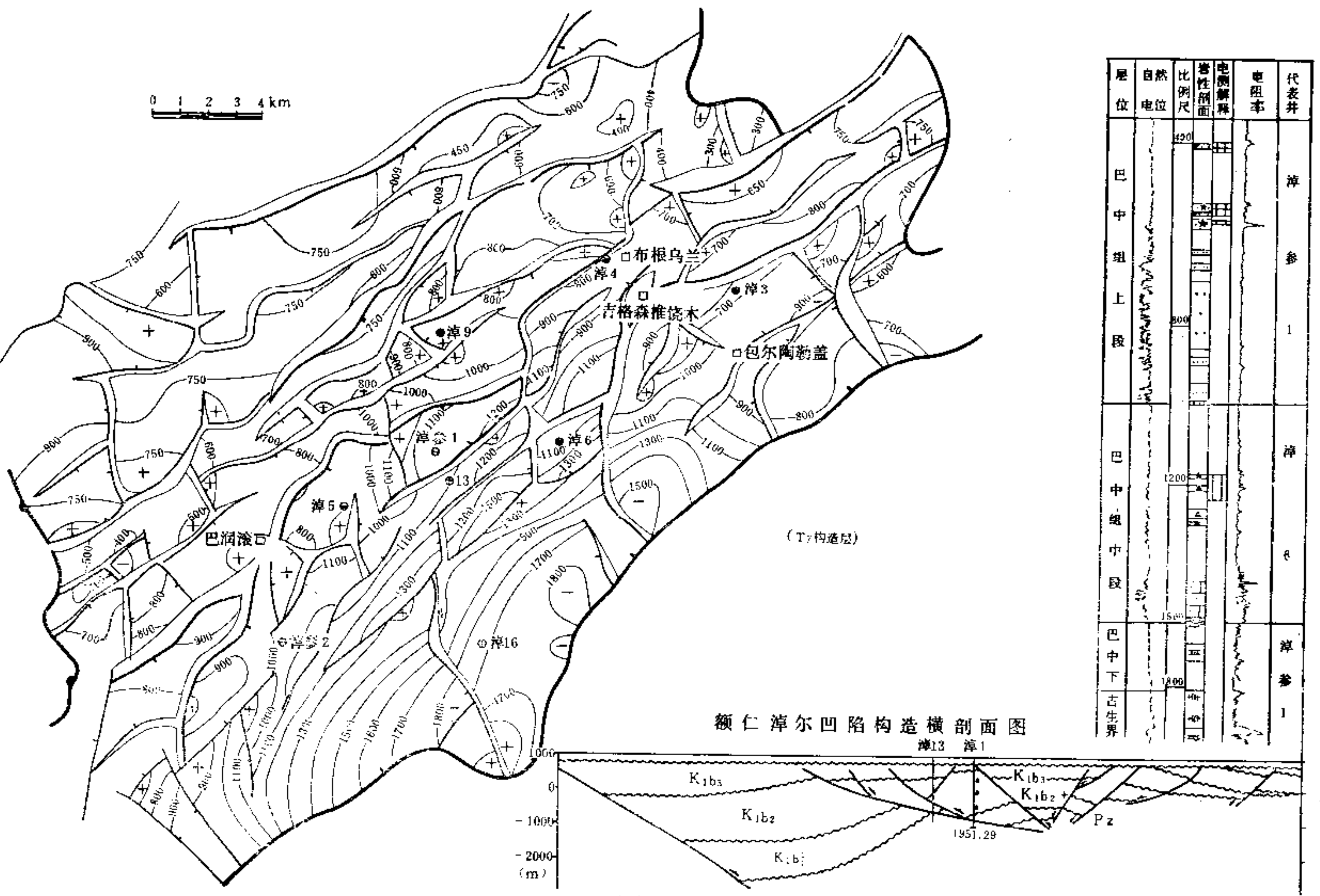


图 6·7 额仁淖尔凹陷构造综合图

（2）砂体沿凹槽展布

砂体的另一特点是沿凹槽展布，走向与凹陷走向一致。生储层配置关系好。砂体类型有河道砂、水下冲积扇砂及滩砂。

（3）储集层物性纵向差异明显

从淖5、6两口井的分析化验资料来看，以巴中组上段底部为界，上、下储集层的物性有明显的差别。上部储集层的碳酸盐含量低，一般小于2%，岩石相对密度小，一般为2，有效孔隙度平均为20～25%，渗透率为300～400×10^{-3}二次方微米；下部的碳酸盐含量高，可达5～16%，岩石相对密度大，平均为2.15～2.2，孔隙度平均10～15%，渗透率平均50×10^{-3}二次方微米。

综上所述，本凹陷具有较好的成油条件，应当坚持勘探，特别要重点勘探中央潜山带，控制储量，并积极侦察两侧，了解其含油特点。

第七章　哈南、阿北、蒙古林三个油藏的地质特征

二连盆地已发现12个含油构造和断块，分布在阿尔善、巴音都兰、赛汉塔拉及额仁淖尔四个地区或凹陷中。其中哈南、阿北、蒙古林三个油藏已进行了详探和试采，资料较全，现分别介绍于后。

一、哈南潜山油藏

1．概况

哈南潜山油藏位于内蒙锡林郭勒盟阿巴哈纳尔旗阿尔善公社军马场北9公里。构造上处于阿南凹陷中部，东北邻莎音乌苏，北接哈达图构造，东、西两侧为凹槽夹持。本油藏于1982年9月发现，潜山上第一口探井哈1井于1602米进入古生界，揭开凝灰岩厚度194.7米，经试油成为二连盆地第一口自喷高产油流井。至1984年底，潜山上共完钻探井2口，钻井进尺4094.4米，取芯进尺200.6米，芯长186.8米，平均收获率93.1%，含油岩芯长39.2米。第二口探井也获得了工业油流。

潜山之上覆盖有第四系，厚27米。下白垩统巴彦花群已钻最大厚度1643米，潜山为上古生界大套绿灰、灰绿色晶屑中酸性凝灰岩组成，最大钻厚626.69米，顶部为厚度不大的墨绿色蛇纹岩和灰色流纹岩。

2．构造位置及圈闭

哈南潜山形成于晚古生代末海西期，与它同期形成的还有莎音乌苏潜山，呈北东走向展布。早期哈南潜山与莎音乌苏潜山连为一体，由于后期的断裂作用才使它们逐渐分离，现为一浅鞍相连。潜山长期上隆，在巴彦花群中组沉积时，潜山才日趋稳定。巴中组超覆于潜山之上，形成较完整的潜山圈闭（图7-1）。

潜山走向为北东35°，西北侧为断崖，断面倾角40°；南翼为一斜坡，坡度角10°；东南翼亦以断层为界，使其成为两断层相夹持的长条形潜山。潜山顶面埋深1602米，圈闭面积4平方公里，闭合度200米。

3．储集层特征

储集岩性为凝灰岩，储集空间为风化淋滤形成的溶洞、溶孔及构造裂缝。据哈1井岩芯观察，凝灰岩裂缝发育呈网状，主要有三组，左斜缝最发育，垂直缝次之，右斜缝不发育。裂缝线密度最大达33条/10厘米，缝宽0.2～0.5毫米，各组裂缝均含油。镜下观察有四期裂缝：第一期纵贯全片，缝宽20～150微米，被硅质充填，部分为方解石取代；第二期构造缝充满方解石、绿泥石；第三期为张开缝，缝宽20微米；第四期为溶蚀缝，呈网格状，为泥质、方解石所充填，分段被溶成宽100～300微米，长100～200微米的溶孔、溶缝。孔隙度为5.03%，渗透率小于0.01×10^{-3}二次方微米。哈1井电测解释Ⅰ+Ⅱ类裂缝段82.4米，哈8井电测解释Ⅰ+Ⅱ类裂缝段78.6米。据哈1井试采采油指数计算，有效渗透率达991×10^{-3}二次方微米。

4．油藏类型及流体性质

(1)油藏类型

潜山顶面形态图

油层综合剖面

地代层分厚	岩性剖面	比例尺	资料来源
巴彦花群中组下段 222		100 200	哈
上古生界 194.70(未穿)		300 400	1

哈 1 — 哈 4 井构造油藏剖面图

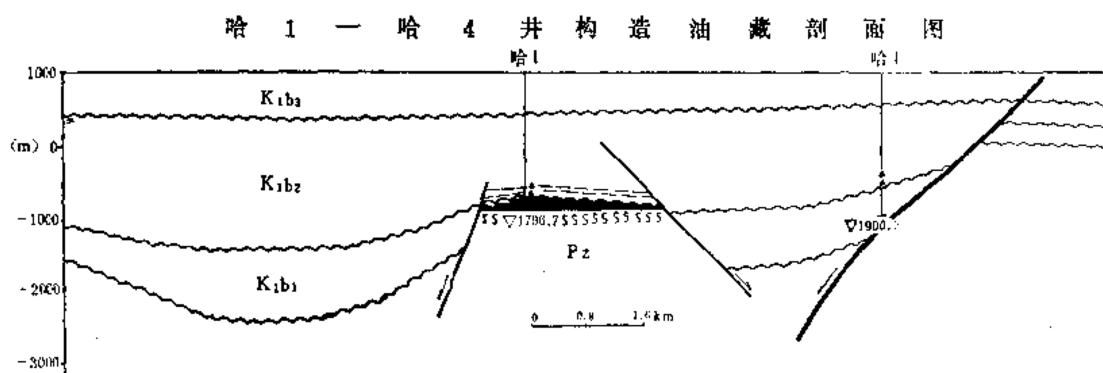


图 7-1 哈南潜山油藏综合成果图

哈南潜山油藏属于风化体块状油藏。油水界面埋深为1800米，含油高度200米，含油面积2.4平方公里，灌满程度达100%。另外，还有一种分析认为，油水界面可达1928米，含油高度326米，闭合度按600米算，灌满程度为54.3%。油层中部埋深 1717.72米，中部温度69.3°C，按地层压力计算的压力系数为0.92。

(2)流体性质

原油性质较好，相对密度为0.8692，粘度为23.70毫帕·秒，凝固点27°C，含硫0.07%，含蜡17.25%，胶质沥青质为25.45%，初馏点72°C。高压物性：饱和压力为45×10^{-1}兆帕，原始油气比20立方米/吨。天然气相对密度0.82，甲烷含量68.33%，属油藏溶解气。

5.试采简况

哈1井在1983年6月10日～9月10日进行了系统试井和短期试采，累积产油1755.2吨，累积产气4.67万立方米。开井前地层压力为155×10^{-1}兆帕，试采后地层压力为151×10^{-1}兆帕，总压降4×10^{-1}兆帕，单位压降产量为442吨/兆帕。系统试井和短期试采说明，1) 哈南潜山油藏油层物性较好，有较高的产能。用3、4、5、6毫米油嘴测试，分别日产油1.4、23.5、26.3、46.6吨，生产压差为$1\sim5\times10^{-1}$兆帕，采油指数为4.69～3.98吨/日·兆帕·米。2)压力恢复曲线在极短时间内出现平直段，纵向裂缝发育，压力沿纵向裂缝传导到油水界面。产量、流压呈直线关系下降，且长期关井压力无回升现象，证实油藏虽具底水，但无明显的天然能量补给，为纯弹性驱动。3)历时三个月的生产，油井并无含水迹象，说明油藏具有一定的含油高度，油层内部无明显的隔层及水夹层。但油藏压力系数低，原油比重大，油气比小，因而自喷能力较弱。

二、阿北油藏

1.概况

阿北油藏位于内蒙古锡林郭勒盟阿巴哈纳尔旗阿尔善公社东北20公里处。构造位置位于马尼特坳陷阿北凹陷阿尔善断裂潜山构造带高部位。南以阿尔善断裂为界，北接蒙古林构造，东起蒙古林断层，西至达赖音苏木断层，为一完整的背斜构造。

油藏发现探井——阿2井于1981年9月4日在巴下组玄武岩中获得工业油流，也是二连盆地的第一口出油井。

截至1984年底，共计完钻探井5口，钻井进尺6785.6米，取芯进尺 234.4米，芯长 95.5米，平均收获率83.4%，含油岩芯长29.32米。获工业油流井3口(阿2、6、7)，出水井1口(阿14)，待试井1口(阿8井)。

本区钻遇第四系、下白垩统巴彦花群、上侏罗统兴安岭群和上古生界变质岩。巴彦花群厚1300米。侏罗系兴安岭群钻厚198.1米(未穿)，为绿灰、灰、深灰色凝灰岩和凝灰质砂岩。致密、坚硬、性脆，裂缝较发育，呈网脉状分布，但多被方解石充填或半充填。

古生界钻厚207.18米，主要为灰黑色板岩，夹薄层玄武岩及钙质粉砂岩。

2.构造位置及圈闭

阿北油藏位于阿尔善断层的上升盘，为一较完整的短轴背斜构造，走向与阿尔善断层平行。长8.5公里，宽6公里，圈闭面积约50平方公里。南陡北缓，南翼倾角8°，北翼倾角3～4°。阿尔善断层横切南翼，断层上下盘地层厚度差别大，断层生长指数>1，最高达5.9。阿尔善断层对构造的形成起了重要作用。构造发育较早，从巴下组沉积中期随阿尔善断层活动，构造开始发育，到中组沉积时期，构造生长指数为0.54，中组沉积末期构造

定型。构造高点埋深670米，圈闭面积58平方公里，闭合度150米(图7－2)。

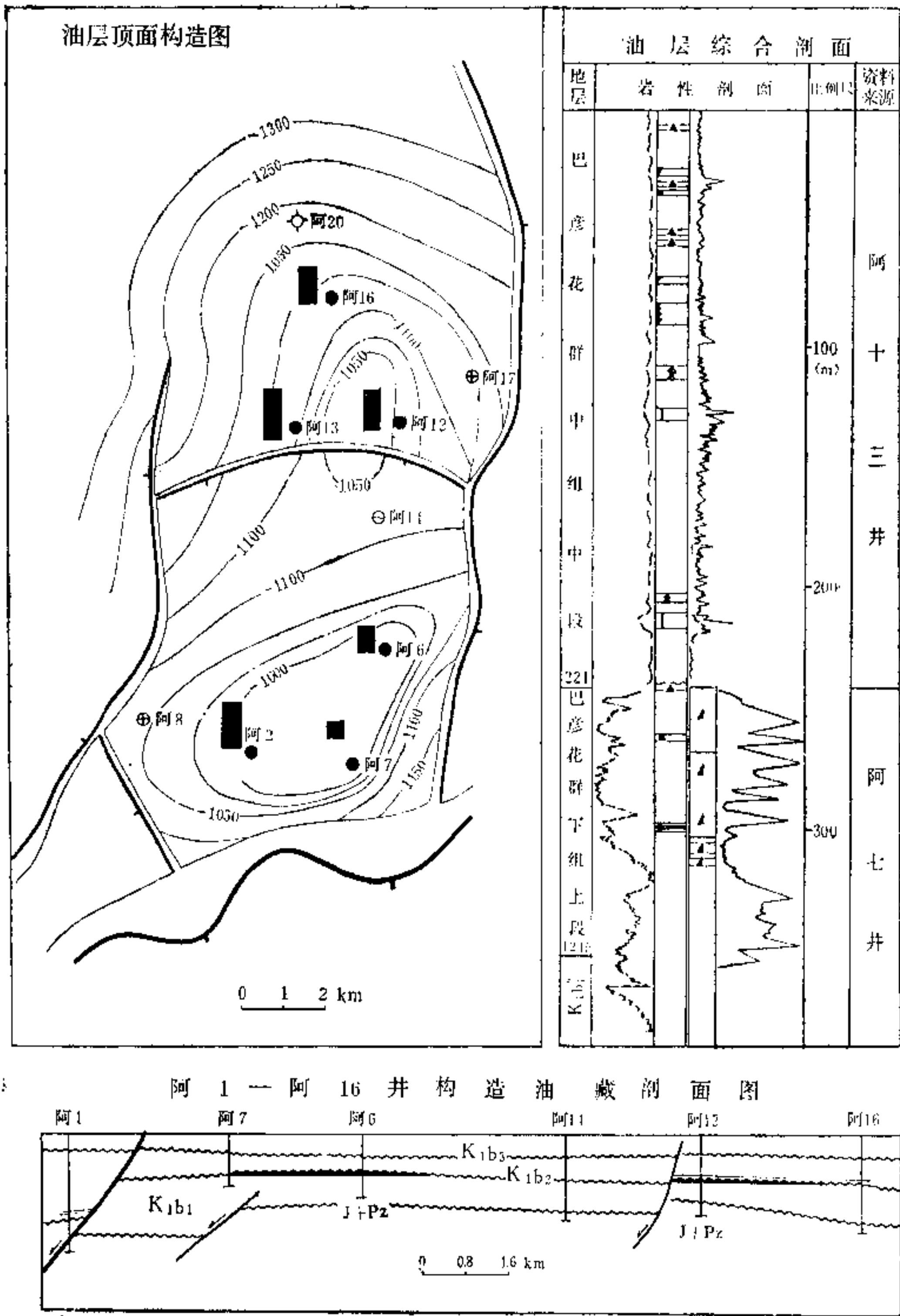


图 7-2 马尼特坳陷东部阿北、蒙古林油藏综合成果图

3.储集层特征

阿北油藏的储集岩是玄武岩。玄武岩在该构造上顶薄翼厚，总的趋势是由南向北减薄，

到蒙古林构造过渡为砾岩。最大厚度264米(阿8井)，最小厚度64.5米(阿6井)。

玄武岩的储集空间为孔洞和裂缝，孔洞包括气孔和溶洞，均被构造裂缝串通，构成一种较好的储集空间类型。据阿6、7井岩芯观察，孔洞直径一般为1～7厘米，洞内有时也为玉髓、燧石、方解石等所充填。裂缝有三组，一组垂直缝，两组斜交缝，缝宽3～5毫米。电测解释裂缝段厚48.2～67米，占解释井段的63.9～80%。据大直径岩芯分析：孔隙度为3.57～12.7%，渗透率$<25\times10^{-3}$二次方微米，属中孔低渗储集层。

4.油藏类型及流体性质

(1)油藏类型

阿北油藏为背斜块状油藏。含油面积15平方公里，油水界面埋深750米，油藏高度276米（图7-3）。油藏内已有三口井获得工业油流，油层中部深度686.2米，地层压力为66×10^{-1}兆帕，压力系数为0.98，油层温度32℃。

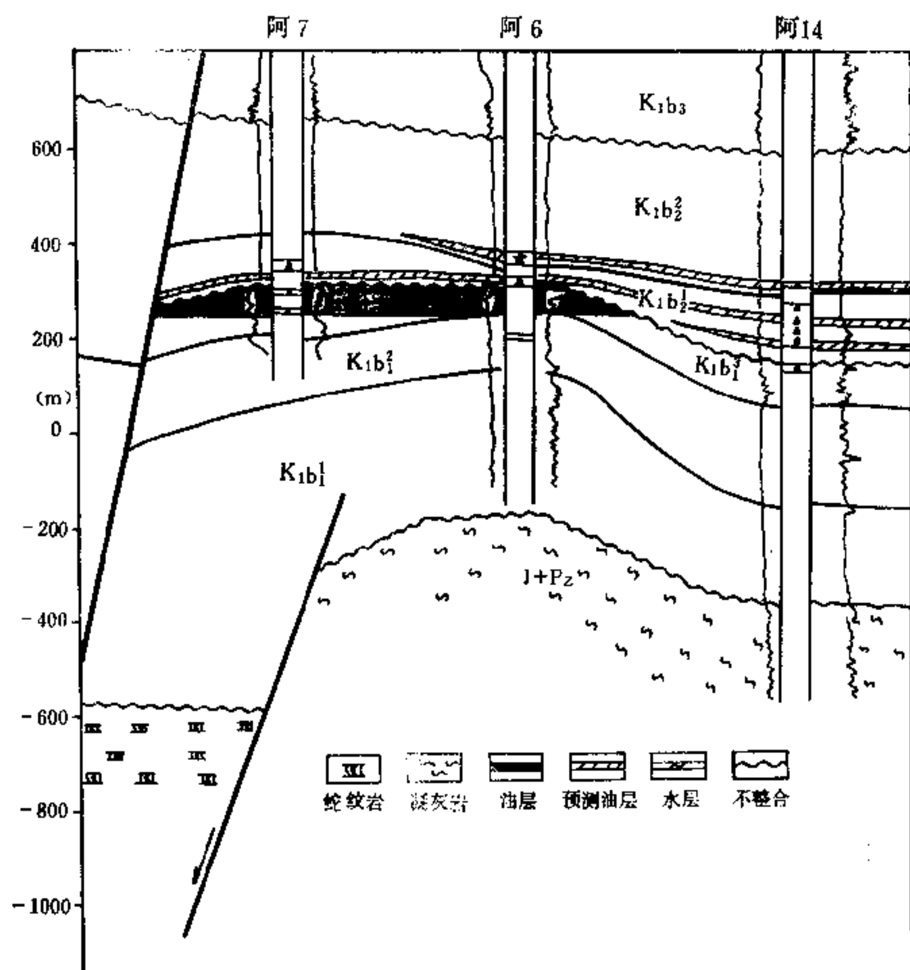


图 7-3 马尼特坳陷阿北油藏剖面图

(2)流体性质

阿2井原油相对密度为0.8865，粘度(50℃)为35.20毫帕·秒，含蜡量为11.4%，胶质+沥青质含量为29.77%，初馏点121℃，含水0.2%。饱和压力为14×10^{-1}兆帕，地下原油粘度(132℃)为74.78毫帕·秒，油气比为5立方米/吨。

天然气性质(阿2)，相对密度0.9466，属油藏溶解气，地层水(阿7)，氯根为342毫克/升，总矿化度2359毫克/升，属 $NaHCO_3$ 水型。

5.试井、试采简况

1983年6月16日～7月27日，对阿2井进行了四个工作制度的系统试井，累积产油1166.3吨，天然气0.347万立方米，水197.2立方米(表7-1)。

表 7-1 阿北油藏阿2井试采结果表

日期 1983年	工作制度	日产量 油 (t)	日产量 气 (m^3)	日产量 水 (m^3)	含水 (%)	油气比 (m^3/t)	动液面 (m)	沉没度 (m)	理论排量 (m^3)	泵效 (%)	折算流压 (大气压)	生产压差 (大气压)	采油指数 (吨/日·大气压)
6.16～7.8	1.83/8	20	59	微	0.15	3	271	226.13	23.9	85.9	36.8	27.7	0.72
7.9～7.15	1.83/12	29.5	80	微	0.24	3	320	177.13	35.85	84.5	32.5	32	0.92
7.16～7.20	2.185/8	24.6		0.2	0.8		295	202.13	28.5	86.3	34.7	29.8	0.82
7.21～7.27	2.185/8	31.7	77	3.6	10	2.4	424	72.13	42.8	84	23.2	41	0.66

通过系统的试井资料分析认为：1)玄武岩储集层虽有一定产能，但油层物性较差，生产压差大，产能低；2)压力低、压降快。油藏压力系数小于1，油层无自喷能力。原始地层压力为 66×10^{-1} 兆帕，试井结束后，根据含水折算地层压力为 40×10^{-1} 兆帕，总压降 26×10^{-1} 兆帕，单位压降产量为44.9吨/兆帕。

三、蒙古林油藏

1.概况

蒙古林油藏位于内蒙古锡林郭勒盟阿巴哈纳尔旗哈达图西8公里处。构造位于马尼特坳陷阿尔善断裂潜山构造带西北倾没部位。东起蒙古林断层，西至达赖音苏木断层，南以断层与阿北构造相接。向北倾没于贡尼凹槽。

油藏发现井——阿12井于1983年9月在巴下组砾石中获工业油流，1984年在构造较低部位的阿13井于巴中组砂岩中获工业油流，构成具有不同层系、不同储集岩性的复式油藏。

截至1984年底，共完钻探井4口，钻井进尺6286.42米，取芯进尺113.64米，芯长82.35米，平均收获率72.47%，含油岩芯长11.18米。获工业油流井3口(阿12、13、16)，未下套管井1口(阿20)。

本区钻遇第四系、下白垩统巴彦花群和上侏罗统兴安岭群。巴彦花群厚1122.5～1600米，上侏罗统未钻穿。

2.构造位置及圈闭

蒙古林构造位于阿尔善构造带阿北构造之北，为一半背斜(图7-2)。高点紧靠阿12井断层，构造向阿北凹陷倾没。构造发育较早，巴彦花沉积前，蒙古林古地貌就是一个山头，高差100米。巴彦花下组在该山头上超覆，潜山顶部厚360.5米，向北变粗增厚至664米，向南变细增厚至509米，反映物源来自正北方向。巴下组沉积末期蒙古林构造随阿北构造整体上升，而未接受巴中组下段沉积，巴下组顶部砾岩遭到风化淋滤。在这期构造运动中，蒙古林构造的生长指数为0.48。经过这期构造运动，本区构造基本定型。后期的

断层作用，使蒙古林和阿北构造分隔，成为一个独立圈闭。砾石顶面构造高点埋深700米，圈闭面积54平方公里，闭合幅度200米(图7－2)。

3.储集层特征

蒙古林构造的储集层岩性有两种。巴下组为砾岩，巴中组为砂岩。

(1)砾岩储集层

砾岩成分主要为中基性火山角砾和泥砾，被砂泥、火山灰等胶结。砾径一般为2毫米，最大6～7厘米，次棱角状，少数为次圆状。主要为孔隙式胶结，岩性疏松，并有不少的构造裂缝和孔洞。孔洞主要为砾岩被风化淋滤之溶孔、溶洞，高部位的阿12井比较发育，孔隙度为24.5～25.1%，平均24.8%(2个样品)，渗透率7～13×10^{-3}二次方微米，平均为10×10^{-3}二次方微米(两个样品)。利用声波时差曲线求得孔隙度为14.54～15.11%，平均14.74%。

(2)砂岩储集层

主要在巴中组中段底部，砂岩由北向南超覆，在构造低部位相变为含砾粗砂岩。岩石颗粒呈圆—浑圆状，分选差。泥质胶结，较疏松。有较好的储油物性。孔隙度为15.1～32.5%，平均23.3%(18个样品)；渗透率最高达4421×10^{-3}二次方微米，平均983×10^{-3}二次方微米(17个样品)。利用声波时差曲线解释孔隙度为23.37～26.16%，平均24.77%。

4.油藏类型及流体性质

(1)油藏类型

根据圈闭条件和油藏控制因素分析，砾岩油藏为半背斜块状油藏；砂岩油藏为岩性油藏(图7－4)。砾岩油藏含油面积4.5平方公里，油水界面埋深800米，油藏高度33米；砂岩油藏含油面积16平方公里，油水界面埋深840米，油层厚度5.7米。

(2)流体性质

阿12井砾岩油层，原油相对密度为0.8949，粘度为77.88毫帕·秒，凝固点为23℃，含硫0.09%，含蜡9%，胶质加沥青质含量36.2%，初馏点112℃。阿13井砂岩油层,原油相对密度为0.8921，粘度为125.40毫帕·秒，凝固点13℃，含硫0.22%,含蜡7.55%，胶质加沥青质含量39.6%，初馏点133℃。

天然气，相对密度0.6497，甲烷81.91%，乙烷1.82%，丁烷0.75%，CO_2+H_2S为0.11%。

巴下组地层水总矿化度为1242.6～1569.7毫克/升，氯根为350.6～455.5毫克/升，属$NaHCO_3$水型。

5.试井简况

(1)阿12井砾岩油藏于1984年8月15日至9月10日采用四个工作制度进行系统试井，累积产油1106.63吨，产水3.5立方米(表7－2)。通过试井，分析该油藏有以下特点：

1)砾岩储集层具有一定的生产能力。随着工作制度的增大，产量随之增加，说明油层物性好，有较好的生产能力。

2)生产压差大，采油指数低。本井在试井过程中根据产液量折算流压32×10^{-1}兆帕，而生产压差却高达40×10^{-1}兆帕。采油指数为6.4吨/日·兆帕。

3)见水早，含水上升速度缓慢。该井开始试井便有水，系统试井历时45天，含水由0.2%上升至0.9%，月上升0.47%。

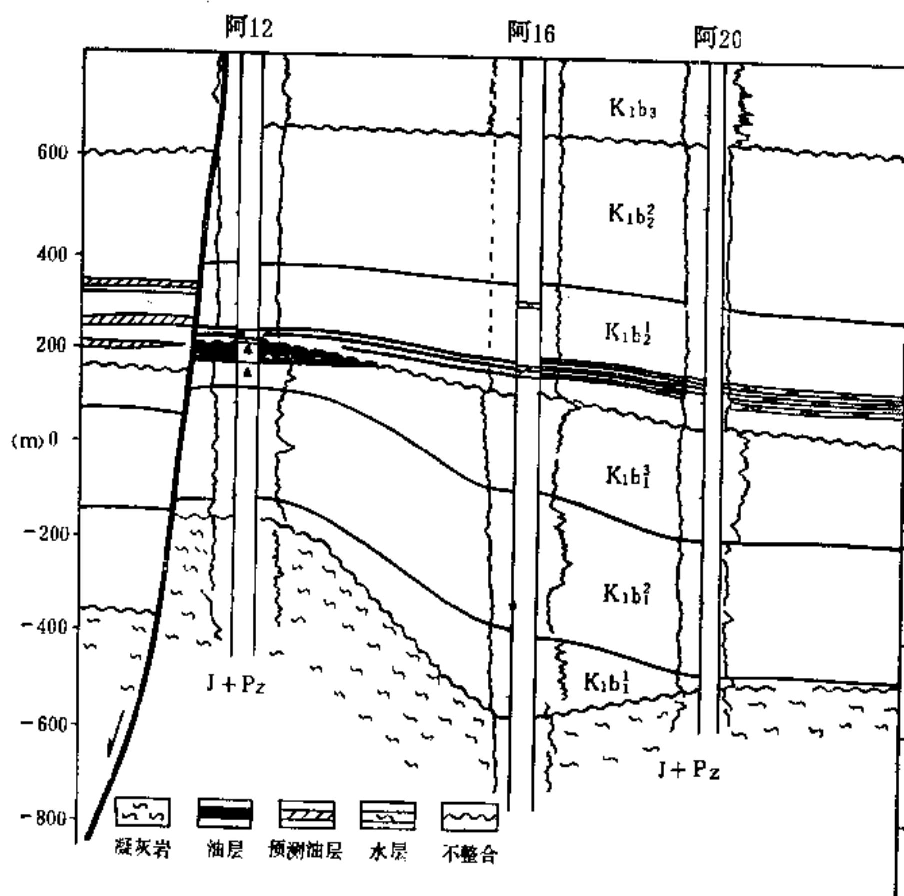


图 7-4 马尼特坳陷蒙古林油藏剖面图

表 7-2 蒙古林砾岩油藏阿12井试井结果表

日期 1984年	工作制度	日产量 油 (t)	日产量 水 (m³)	含水 (%)	动液面 (m)	沉没度 (m)	泵效 (%)	套压 (大气压)
8.15~8.19	1.83/8	22.3	0	0.34	402.4	248.8	100	0
8.26~8.30	2.185/8	25.4	0.1	0.53	403.48	247.5	98.9	0
9.1~9.5	2.185/12	37.5	0.3	0.76			97.4	0
9.6~9.10	1.83/12	32.0	0.3	0.94			99	0

（2）砂岩油藏阿13井于1984年9月2日～9月21日，采用四个工作制度系统试井，累计产油524.4吨，累计产水206.61立方米。通过试井认为该油藏有以下几个特点：

1)砂岩储集层具有一定的生产能力，工作制度加大，产量增加(表7-3)，说明油层物性好，有较好的产油能力。

2)见水早，上升速度快，试井的第一天就含水，在22天内,含水由24%，上升至44%，平均每天上升1%。产水量由每天5.69立方米增到14.7立方米。

表 7-3 蒙古林砂岩油藏阿13井试井结果表

日期 1984年	工作 制度	日产量		含水 (%)	泵效 (%)	套压 (大气压)
		油 (t)	水 (m^3)			
9.2~9.5	1.83/8	18.01	5.89	24	107.5	0
9.6~9.10	2.185/8	16.35	7.35	31	89.5	0
9.11~9.16	2.185/12	25.62	11.78	31.5	93.3	0
9.16~9.21	1.83/12	18.7	14.7	44	98.8	0